Énergie, Mines et Ressources Canada
L'Hon. Marcel Masse
Ministre

Energy, Mines and Resources Canada
Hon. Marcel Masse
Minister

L'ÉNERGIE AU CANADA

Document d'information

Canada

88-01642/

L'ÉNERGIE AU CANADA

DOCUMENT DE TRAVAIL

Novembre 1987

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987
N° de cat. M27-88/1987F
ISBN 0-662-94610-3

AVANT-PROPOS

Le présent document de travail a été préparé par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et contient des renseignements sur le potentiel énergétique du Canada, la contribution de l'énergie à l'économie nationale, la situation du pays sur le marché international de l'énergie ainsi qu'un aperçu des possibilités de mise en valeur des ressources énergétiques canadiennes. En outre, ce document donne de l'information sur diverses questions tel: l'énergie et l'environnement, la sécurité énergétique, la propriété canadienne des ressources énergétiques, la recherche-développement et les économies d'énergie. En conclusion, il traite de certains défis que doit relever le secteur de l'énergie. Ce document de travail est destiné à informer le public et à servir d'ouvrage général de référence à ceux qui participent à l'examen des perspectives énergétiques du Canada.

Ce document a été rédigé avant que le Canada et les États-Unis ne s'entendent en principe sur l'Accord de libre-échange. Aussi, il ne traite pas de cet accord, ni de son incidence éventuelle sur le secteur de l'énergie.

TABLE DES MATIÈRES

		PAGE
1.	**L'énergie au Canada : Aperçu** ° L'énergie et l'économie ° Commerce interprovincial et international ° Consommation d'énergie	1
2.	**Situation par secteur** ° Pétrole ° Gaz naturel ° Électricité ° Hydro-électricité ° Charbon ° L'énergie nucléaire et l'uranium ° Énergies renouvelables	12
3.	**L'énergie et l'environnement** ° Conséquences écologiques et dangers liés aux cycles des ressources énergétiques ° Santé, sécurité et qualité de l'environnement - Une interdépendance inévitable ° Gestion de la qualité de l'environnement dans le secteur de l'énergie au Canada ° Progrès en matière de réduction de la pollution ° Le défi énergétique	52
4.	**La sécurité énergétique** ° La sécurité énergétique au Canada ° Mesures existantes pour assurer la sécurité des approvisionnements ° Possibilités d'amélioration de la sécurité des approvisionnements	62
5.	**La participation et le contrôle canadiens dans le secteur énergétique** ° Participation et contrôle ° Objectifs de la politique gouvernementale concernant la participation et le contrôle dans le secteur énergétique ° Niveau actuels de participation et de contrôle canadiens ° Réglementation de la participation et du contrôle étrangers au Canada	76

6. **Recherche et développement dans le secteur de l'énergie** 84
- Comparaison au plan international
- Recherche et développement énergétiques au Canada - Aperçu
- R-D énergétiques dans le secteur privé
- R-D énergétiques dans le secteur public
- R-D énergétiques des gouvernements provinciaux
- Activités de R-D énergétiques du gouvernement fédéral
- Perspectives de R-D énergétiques

7. **Comparaisons entre les pays** 95
- Modifications de la consommation énergétique
- Comparaisons entre les pays
- Performance des secteurs
- Secteur résidentiel
- Programmes énergétiques
- Perspectives des activités d'économies d'énergie

8. **Conclusions** 106

Annexes

A. Régimes fiscal et tarifaire dans le secteur de l'énergie 110

B. Tableaux statistiques 124

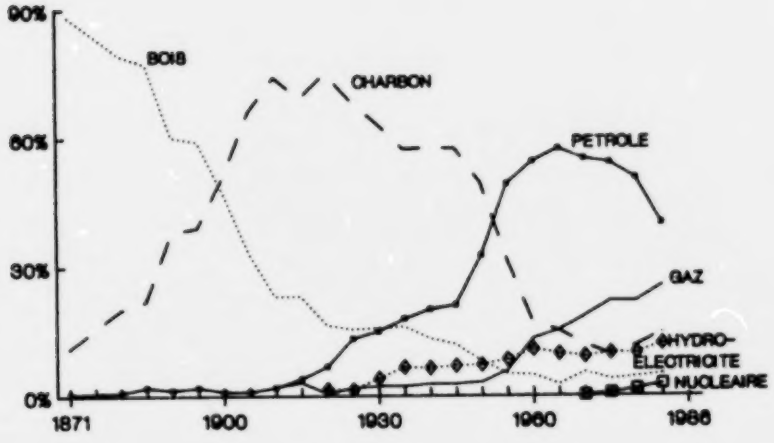
1.0 L'énergie au Canada - Aperçu

Depuis toujours, le développement économique des pays est étroitement lié à l'utilisation accrue de l'énergie et aux changements apportés aux approvisionnements énergétiques prédominants. L'évolution des pays industrialisés, lesquels sont passés de nations agricoles à des États industriels puis à des sociétés post-industrielles, s'est effectuée par le biais de modifications importantes des sources d'énergie dont l'économie est tributaire. Avec le temps, les changements technologiques et la demande accrue de combustibles sûrs, commodes et économiques ont modifié les systèmes énergétiques. C'est ainsi que le bois a cédé la place au charbon qui, à son tour, a été supplanté par le pétrole et le gaz.

Contrairement aux décennies précédentes où une seule forme d'énergie prédominait nettement sur les autres, les années 80 ont été marquées par un recours à toute une gamme de sources d'énergie (voir tableau 1.1).

Tableau 1.1

ENERGIE PRIMAIRE, PAR SOURCE, AU CANADA
1870 - 1986



Nombre de prévisionnistes estiment que le recours à ce système pluri-énergétique perdurera, alors que chacune des sources d'énergie sera de plus en plus utilisée de façon spécialisée, selon ses caractéristiques propres. Plus précisémment, on prévoit que l'économie deviendra de moins en moins tributaire du pétrole au profit de l'électricité et que, de façon générale, elle reposera sur un système énergétique plus souple et plus diversifié.

1.1 L'énergie et l'économie

Le secteur énergétique du Canada englobe les secteurs de l'économie engagés dans la localisation et la récupération du gaz naturel et du pétrole brut et dans l'extraction du charbon et de l'uranium. Il comprend aussi les installations de production et de distribution des produits du pétrole et du charbon, de l'énergie électrique et des combustibles ou de la chaleur produite par des énergies renouvelables. En outre, il faut ajouter les établissements de gestion de l'énergie.

En mars 1987, le secteur de l'énergie employait 305 000 personnes, soit 2,7 % de l'emploi total au Canada ou 3,4 % des emplois non agricoles. À l'intérieur du secteur de l'énergie, plus du quart de ces emplois étaient liés au sous-secteur de l'électricité, et presque un autre quart à la vente au détail de l'essence. Le pétrole brut et le gaz naturel représentaient environ 13 % des emplois du secteur de l'énergie et le raffinage du pétrole, près de 6 %.

Le secteur de l'énergie contribue également dans une large mesure aux revenus des Canadiens. Les revenus bruts de plus de 60 milliards de dollars de ce secteur donnent un indice de la valeur en dollars des activités énergétiques dans l'économie canadienne (voir résumé des ventes).

Résumé des ventes du secteur de l'énergie

	Revenus bruts - 1986 (en milliards $)	Augmentation (Diminution) par rapport à l'année précedente
Pétrole et gaz naturel		
Secteur amont*	16,9	(40 %)
Secteur aval*	26,4	(23 %)
Électricité	16,2	12 %
Production (1985)		
Charbon provenant des mines	1,6	(15 %)
Concentré d'uranium	0,9	(8 %)
Secteur des énergies renouvelables (1985)	0,5	

* Les activités du secteur amont comprennent celles liées à l'exploration, à la mise en valeur, à l'extraction, à la production et à la récupération.

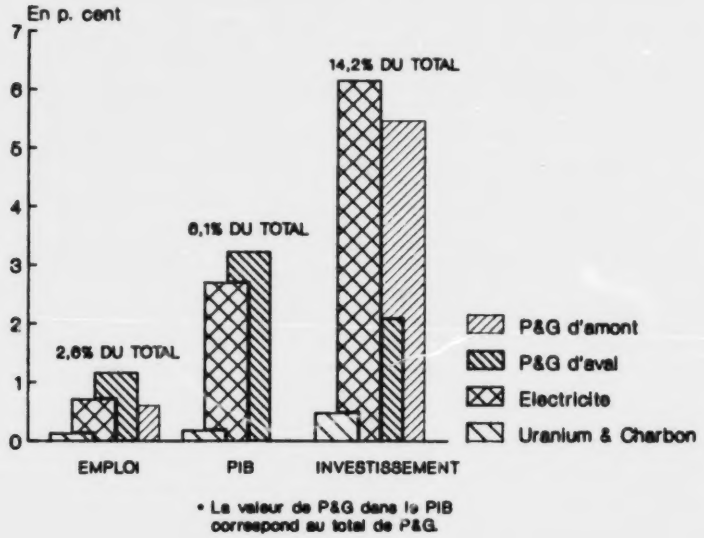
Les activités du secteur aval comprennent le raffinage, la commercialisation, le transport et la pétrochimie.

Source: Énergie, Mines et Ressources Canada

Les investissements indiquent non seulement la contribution actuelle d'un secteur à l'économie, mais également sa contribution future potentielle à l'activité économique. En 1986, les investissements totaux pour l'énergie dans l'économie canadienne s'élevaient à environ 11,4 milliards de dollars (en dollars de 1981), soit une baisse par rapport aux 14,8 milliards de dollars de 1985. Ce chiffre représentait 14 % des investissements totaux (comparativement à 19 % en 1985) et 3,4 % du Produit intérieur brut (PIB) (voir tableau 1.2). Ainsi, même pour une année au cours de laquelle les investissements dans le secteur de l'énergie étaient considérablement inférieurs à la moyenne, celui-ci a joué un rôle majeur de catalyseur d'activité économique au Canada.

Tableau 1.2

L'ENERGIE DANS L'ECONOMIE CANADIENNE



Outre sa contribution directe à l'économie, indirectement le secteur de l'énergie influe de façon importante sur l'activité économique étant donné que

bien d'autres activités dépendent de leur approvisionnement en énergie. Les industries les plus touchées sont celles des pâtes et papiers, des produits minéraux non métalliques (chaux, ciment, etc.), des produits chimiques et de la sidérurgie et de l'affinage des métaux primaires. Une mesure quantitative de la consommation d'énergie d'une activité manufacturière s'obtient par le rapport entre le coût des combustibles et de l'électricité et la valeur ajoutée de l'industrie (la valeur totale de ses ventes moins la valeur des matières qu'elle achète à d'autres industries). D'après ce critère, les industries à plus forte consommation d'énergie de l'économie canadienne étaient celles de la chaux (68,9 %), du ciment (35,4 %), des abrasifs (33,26 %), du cartonnage (39,9 %), du papier journal (31,3 %), des pâtes à papier (26,6 %) et de la sidérurgie (18,6 %). La rentabilité de ces industries dépend en grande partie de la disponibilité d'énergie à prix concurrentiel.

1.2 Commerce interprovincial et international

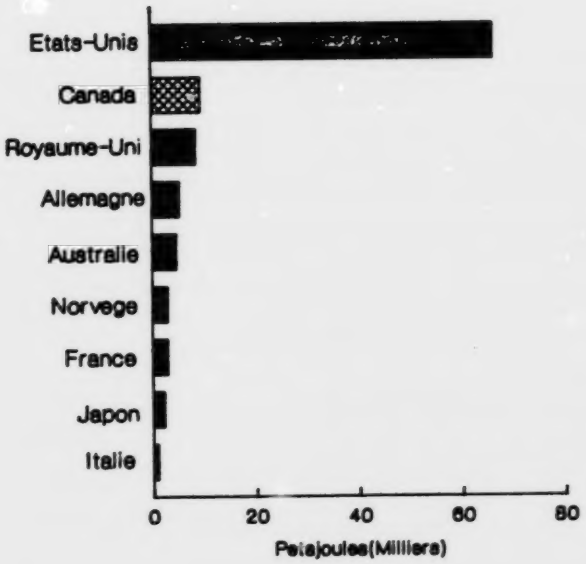
Le Canada produit environ 4 % de l'énergie primaire dans le monde et se classe au deuxième rang des producteurs d'énergie de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), (voir tableau 1.3a).

C'est de plus un important producteur compte tenu de sa population. Par personne, le Canada était l'un des plus gros producteurs d'énergie des pays de l'OCDE en 1984 (voir tableau 1.3b).

Par région, la consommation canadienne d'énergie reflète la répartition de la population et de l'activité manufacturière. Par contre, la production d'énergie dépend en grande partie de la richesse en ressources naturelles des régions. La production canadienne de pétrole, de gaz et de charbon est, par exemple, surtout concentrée dans l'Ouest tandis que la production d'uranium est limitée à l'Ontario et à la Saskatchewan. Seule l'hydro-électricité est répartie dans tout le pays, mais là encore, certaines provinces comme l'Alberta, l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse sont gravement sous-représentées. Cette concentration régionale du secteur de l'énergie au Canada entraîne le transport interprovincial d'un volume considérable d'énergie.

Tableau 1.3a

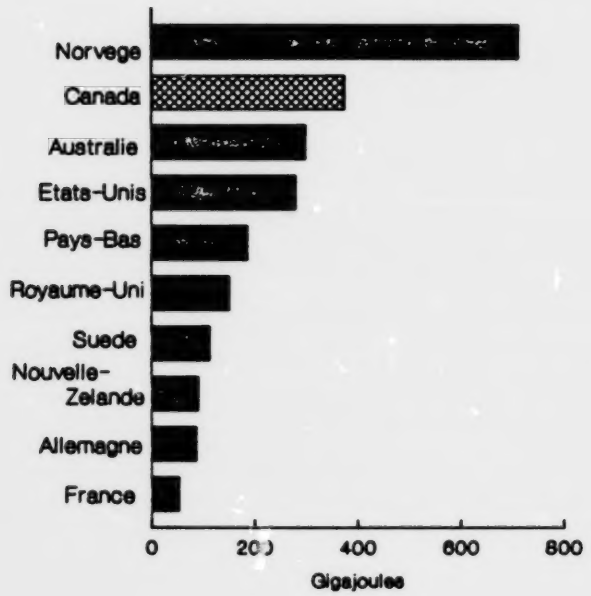
PRODUCTION D'ENERGIE, PAR PAYS CHOISI DE L'OCDE 1984



En plus de ces mouvements interprovinciaux, les exportations d'énergie sont une des principales caractéristiques du secteur énergétique du Canada. De fait, dans certains cas, la majorité de la production canadienne est vendue à l'étranger (voir tableau 1.4). Les États-Unis sont notre principal partenaire dans le commerce de l'énergie, achetant 81 % de nos exportations. Le Canada est un important fournisseur d'énergie aux États-Unis (voir tableau 1.5) et se classe au premier rang

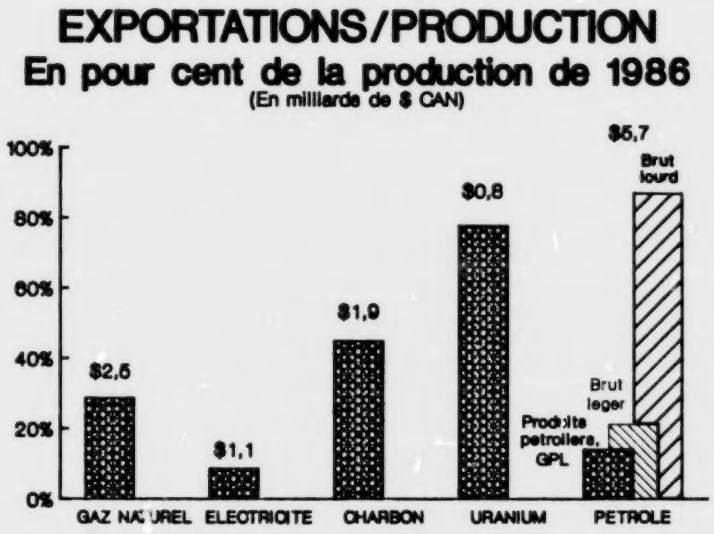
Tableau 1.3b

PRODUCTION D'ENERGIE PAR PERSONNE, PAR PAYS CHOISI DE L'OCDE 1984



des exportateurs de pétrole, de gaz et d'électricité aux États-Unis. Les approvisionnements canadiens de ces formes d'énergie sont dans une bonne part destinés aux États frontaliers américains.

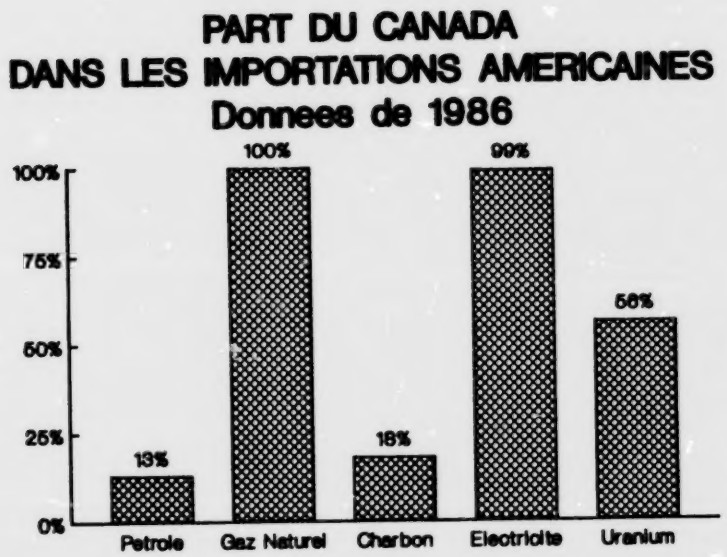
Tableau 1.4



L'énergie a joué un rôle croissant dans le commerce international global du Canada (voir tableau 1.6). La part de l'énergie dans les exportations canadiennes totales a augmenté de 6 %, en 1970, à 10 %, en 1986. À l'heure actuelle, les principales exportations d'énergie du Canada sont le pétrole brut (surtout du brut lourd qui ne peut être raffiné au Canada seulement qu'en quantité limitée) et le gaz naturel, qui sont tous deux acheminés aux États-Unis. Les principales formes d'énergie importées par le Canada sont le pétrole brut (principalement du R.-U., du Nigéria et du Vénézuéla) et les produits pétroliers (des États-Unis).

Au total, le Canada est devenu un exportateur net d'énergie, dans l'ensemble, en 1969 et il est un exportateur net de tous les produits énergétiques, y compris le pétrole brut, depuis 1983. En 1986, les revenus tirés de l'exportation d'énergie s'élevaient à 12,1 milliards de dollars contre 5,3 milliards de dollars pour les importations totales.

Tableau 1.5



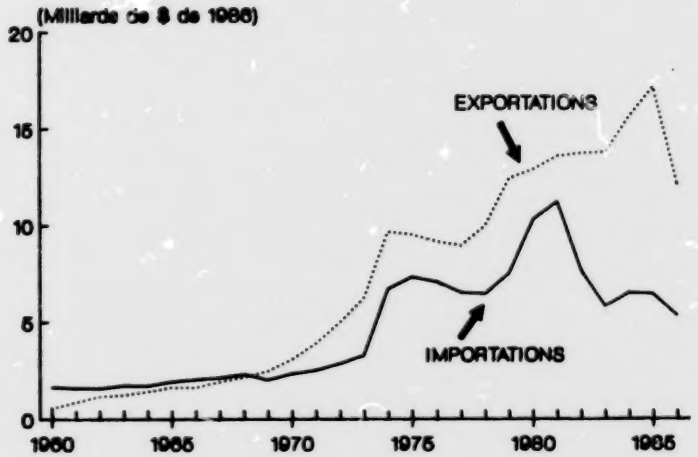
1.3 Consommation d'énergie

Le Canada est le pays industrialisé le plus énergivore du monde. Cela est dû en partie au climat froid et aux grandes distances, mais aussi à l'incidence des immenses richesses énergétiques du Canada et des prix relativement bas sur l'évolution de ce secteur industriel.

Comme c'est le cas pour les autres grandes nations industrialisées, la consommation d'énergie au Canada a changé sensiblement depuis le premier choc des prix pétroliers en 1973. Ces changements étaient étroitement liés aux solutions de rechange qui s'offraient aux consommateurs et aux politiques adoptées par les gouvernements. Au Canada, par exemple, la grande disponibilité de substituts du pétrole (particulièrement le gaz naturel) a incité les consommateurs et les gouvernements à mettre davantage l'accent sur la substitution des combustibles que sur les économies d'énergie, en réaction à la "crise du pétrole".

Tableau 1.6

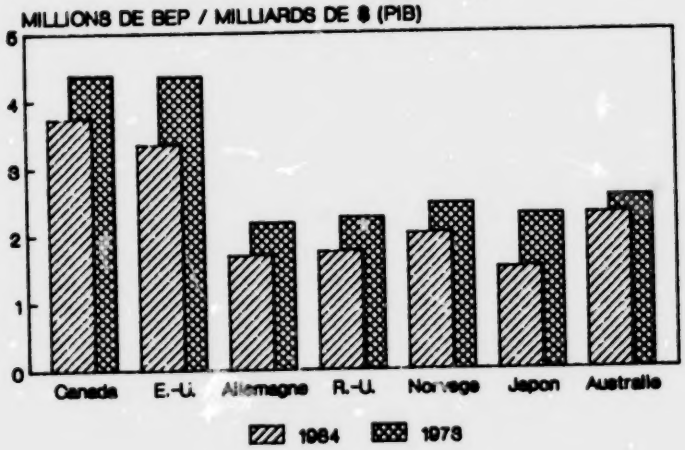
COMMERCE DE L'ENERGIE: CANADA
1960 - 1986



Par conséquent, la consommation énergétique globale a moins diminué au Canada que dans les autres pays de l'OCDE (voir tableau 1.7) bien que la consommation de pétrole ait, elle, connu une baisse assez comparable.

Tableau 1.7

CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE/PIB
(En barils equivalent petrole /PIB ($ US de 1980)), 1973 et 1984.



2.0 Situation par secteur

Les divers sous-secteurs de l'énergie au Canada possèdent des caractéristiques propres et leur développement a suivi des voies distinctes; ils font actuellement face à différentes perspectives de marché du fait des pressions exercées sur les marchés internationaux, des changements technologiques, des considérations environnementales, etc. Le présent chapitre traite de l'évolution et de la situation actuelle des ressources énergétiques canadiennes, secteur par secteur, en plus de se pencher brièvement sur leur avenir.

2.1 Le pétrole

2.1.1 Caractéristiques du pétrole

Pendant une grande partie de la période d'après-guerre, la croissance des pays industrialisés a été tributaire du pétrole. Malgré une plus grande diversification du secteur énergétique, le pétrole demeure un produit stratégique pour certaines utilisations-clés, comme le transport, et dans les régions où il n'est pas possible de se procurer des produits de remplacement appropriés. De plus, le pétrole demeure la plus importante source d'énergie au Canada, représentant environ 40 % de toute notre consommation d'énergie.

Le pétrole est un produit homogène qui peut être transporté de diverses manières. Il est caractérisé par une valeur énergétique élevée par rapport au coût du transport, particulièrement lorsqu'il est transporté par navire. De plus, il peut être transporté de façon très efficace par oléoduc sur les marchés continentaux. Toutes ces caractéristiques font du pétrole un produit vraiment international et, en fait, il est de loin le plus important produit commercé dans le monde en termes de valeur.

Les richesses en ressources pétrolières varient énormément des États du Moyen-Orient, qui en sont largement nantis, aux pays très industrialisés qui doivent importer presque tout le pétrole dont ils ont besoin. Cette répartition des ressources pétrolières donne à certains producteurs un pouvoir sur les marchés, c'est-à-dire la possibilité d'influer sur les prix mondiaux en

limitant les approvisionnements. Les événements récents nous ont montré que malgré son importance, le pouvoir de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) sur le marché n'était pas illimité. Il peut être réduit à long terme par une augmentation des approvisionnements des pays non membres de l'OPEP, par les économies d'énergie et par les énergies de remplacement. Néanmoins, du point de vue des producteurs et consommateurs relativement petits, les prix du pétrole sont établis par l'offre et la demande sur un marché mondial au regard duquel ils n'ont guère de levier.

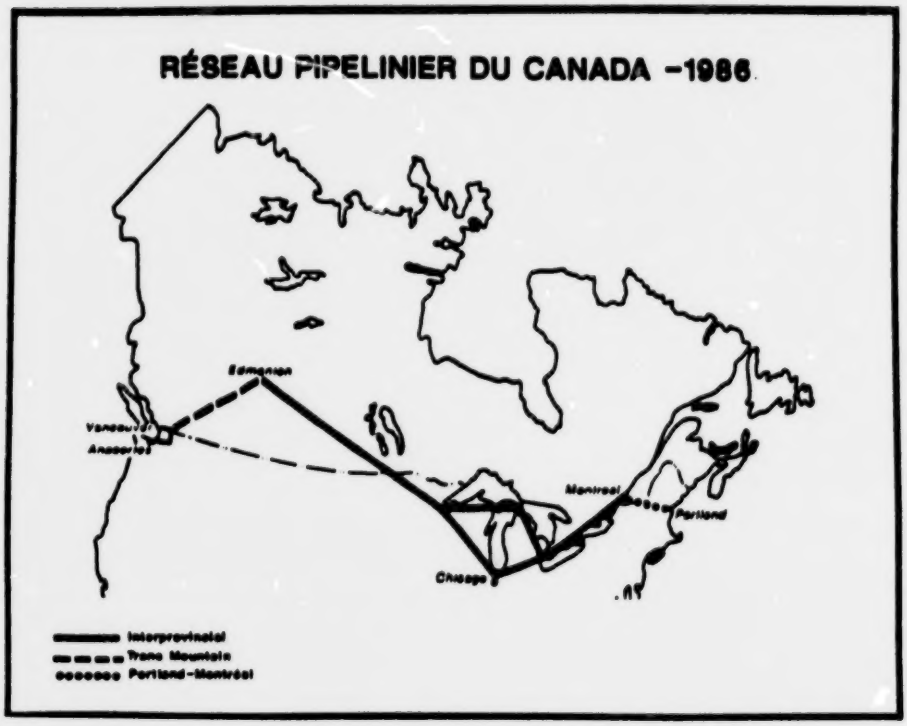
Le Canada est un intervenant de faible poids sur le plan international, ne comptant pour 2,7 % de la production mondiale de pétrole brut en 1986. Étant donné notre situation par rapport au marché mondial, seul, le Canada ne peut influer sur les prix mondiaux. C'est donc dire qu'en qualité de petit exportateur, nous pouvons toujours exporter autant de pétrole que nous le désirons au prix mondial en vigueur, mais que, comme petit importateur, nos achats sur le marché international ne peuvent influer sur le prix courant.

2.1.2 Développement de l'industrie pétrolière canadienne

La découverte du champ pétrolifère Leduc, à 18 milles au sud-ouest d'Edmonton, en 1947, a marqué le début de l'ascension du Canada au rang de grand producteur de pétrole. Au cours de la décennie suivante, les réserves de pétrole se sont multipliées par 43, et la production, par 23. La principale préoccupation de l'industrie du pétrole au cours de cette période était de trouver des marchés pour écouler sa production. À la fin des années 40 et 50, nous avons été témoins de la construction d'importants réseaux d'oléoducs permettant d'acheminer économiquement le pétrole de l'Alberta vers de nouveaux marchés. Le pipeline Interprovincial a été construit de l'Alberta vers l'Est et a atteint la frontière entre le Manitoba et le Dakota du Sud en 1949. Du côté américain de la frontière, le pipeline s'étendait jusqu'à Superior, au Wisconsin, où le pétrole était ensuite acheminé par pétrolier dans les Grands lacs jusqu'aux raffineries de Sarnia, en Ontario. En 1953, le pipeline a été prolongé de Superior jusqu'à Sarnia, en passant par la péninsule du

Michigan. Quatre ans plus tard, le pipeline ralliait Toronto. Le Trans Mountain Pipeline, qui va d'Edmonton jusqu'en Colombie-Britannique et l'État de Washington, a été inauguré en 1953. (Voir la carte 1 pour la description du réseau pipelinier canadien actuel.)

Carte 1

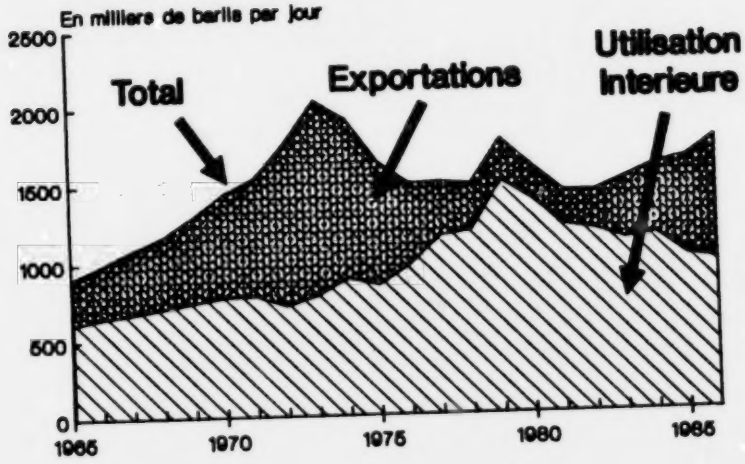


Malgré la construction des oléoducs susmentionnés, les importations de pétrole en 1960 représentaient encore environ la moitié de la consommation canadienne. L'Alberta et la Saskatchewan pouvaient facilement approvisionner toutes les provinces de l'Ouest, mais dans le centre et l'est du Canada, il était préférable de s'approvisionner outre-mer, le pétrole y étant meilleur marché. La politique nationale du pétrole de 1961 garantissait aux producteurs de l'Ouest

tout le marché canadien à l'ouest de la vallée de l'Outaouais et encourageait les exportations. Cette initiative a amorcé une relance des activités de production et de mise en valeur. La production canadienne de pétrole est passée de 543 000 à 2,1 millions de barils par jour, de 1960 à 1973. Au cours de cette période, la part des exportations est passée de 23 à 66 % de la production canadienne (voir tableau 2.0).

Tableau 2.0

REPARTITION DE LA PRODUCTION INTERIEURE DE PETROLE, CANADA, 1965-1986



Les années 60 et le début des années 70 ont été marqués par le commencement de la production de pétrole non classique et l'exploration des régions pionnières. Étant donné que seules quelques découvertes importantes de pétrole ont été faites dans l'ouest canadien, les grandes pétrolières ont commencé à explorer les terres fédérales (c'est-à-dire les terres qui appartiennent au

gouvernement fédéral dans les Territoires et au large des côtes), et à s'intéresser davantage à une récupération accrue du pétrole des réserves déjà établies. Suncor (anciennement la Great Canadian Oil Sands) a ouvert officiellement une usine près de Fort McMurray en 1968, faisant ainsi figure de proue dans l'extraction des sables pétrolifères. En 1971, Esso Ressources a construit la première île artificielle dans les eaux peu profondes de la mer de Beaufort, dans l'Arctique.

La production canadienne de pétrole brut a culminé en 1973. La diminution subséquente de la production est attribuable à un certain nombre de raisons. Tout au long des années 70, les ajouts aux réserves de pétrole brut ont été faibles comparativement aux deux décennies précédentes. Cela était dû, du moins en partie, à l'escalade rapide des coûts liés à la découverte et la mise en valeur des réserves, tandis que les prix à la tête de puits continuaient d'être réglementés, demeurant au-dessous du prix des marchés internationaux. En outre, de grandes quantités de pétrole ont été gelées étant donné que les autorités ont diminué le nombre de permis d'exportation, croyant, en raisons des faibles estimations des réserves, qu'il fallait conserver le pétrole pour notre utilisation intérieure future. Au cours de la seconde moitié des années 70, il était plus profitable de creuser des puits de gaz naturel que des puits de pétrole, étant donné que les prix à la tête de puits de gaz augmentaient plus rapidement.

Les prix mondiaux à la hausse du pétrole ont amélioré les perspectives d'extraction des sables pétrolifères, mais ces projets ont été ralentis par une incertitude économique considérable. Avec la participation des gouvernements fédéral et provinciaux, une deuxième usine d'extraction des sables pétrolifères, Syncrude, a été construite à Fort McMurray au coût de 2,5 milliards de dollars et a débuté ses activités en 1979. Un troisième projet, le mégaprojet de Alsands, a été proposé en 1977, mais après cinq années de planification, les promoteurs ont annoncé la suspension de celui-ci en avril 1982. Dans les régions pionnières, une importante découverte pétrolière (Hibernia) a eu lieu au large de Terre-Neuve, en 1979. Au cours des années 70, l'oléoduc Interprovincial a été prolongé de Sarnia jusqu'à Montréal.

Après avoir atteint un creux en 1982, à environ 1,3 million de barils par jour, la production canadienne de pétrole a augmenté au cours des cinq dernières années. En 1986, la production totale de pétrole brut s'établissait à environ 1,8 million de barils par jour, dont 45 % était destiné à l'exportation.

Au cours des dernières années, la production de bitume est la source d'approvisionnement en pétrole qui a connu l'expansion la plus rapide. Ce bitume "in situ" est extrait de puits de l'ouest canadien par injection de chaleur, généralement sous forme de vapeur. Il n'est pas valorisé, comme dans le cas du bitume extrait dans les usines de Suncor et Syncrude, mais plutôt mélangé à un diluant pour en faciliter le transport, et ensuite acheminé vers les marchés, principalement aux États-Unis. Il est souvent utilisé comme asphalte. Par ailleurs, des projets comme ceux de Suncor et Syncrude récupèrent le pétrole des sables pétrolifères à l'aide de techniques minières, séparent le sable du bitume pour ensuite valoriser ce dernier et le transformer en un pétrole synthétique pouvant être traité par les raffineurs. Ces techniques minières ne sont applicables que pour les gisements près de la surface; leurs exigences économiques sous-jacentes sont telles que ces projets sont beaucoup plus vastes, exigent de plus gros investissements et demandent des périodes de construction beaucoup plus longues que les projets "in-situ". Ils sont donc plus risqués, surtout lorsque les prix sont très peu stables.

Bien que l'importante baisse des prix mondiaux du pétrole en 1985-1986 ait peu influé sur la production actuelle, elle a eu une forte répercussion sur les activités de mise en valeur. Les fonds autogénérés de l'industrie ont baissé de 35 %, passant de 11,3 milliards, en 1985, à 7,4 milliards de dollars, en 1986, entraînant ainsi un effet de dépression sur les investissements. Le nombre de puits de pétrole forés a chuté de façon abrupte, de 12 500, en 1985, à un peu moins de 6 000, en 1986.

Avec la hausse des prix mondiaux du pétrole en 1987, l'activité au Canada a repris et en septembre 1987, le nombre des installations de

forage en exploitation dans l'ouest canadien avait plus que doublé par rapport à la même époque l'année dernière. En outre, plusieurs projets importants sont en cours. Dans le domaine des sables pétrolifères, Syncrude procède actuellement à une expansion de 650 millions de dollars et Suncor a annoncé des projets d'expansion d'une valeur de 150 millions de dollars. Dans le domaine du pétrole lourd, BP et Petro-Canada ont annoncé la phase 2 de 200 millions de dollars du projet de pétrole lourd de Wolf Lake et Esso augmente sa production de pétrole lourd de Cold Lake à un coût de plus de 200 millions de dollars.

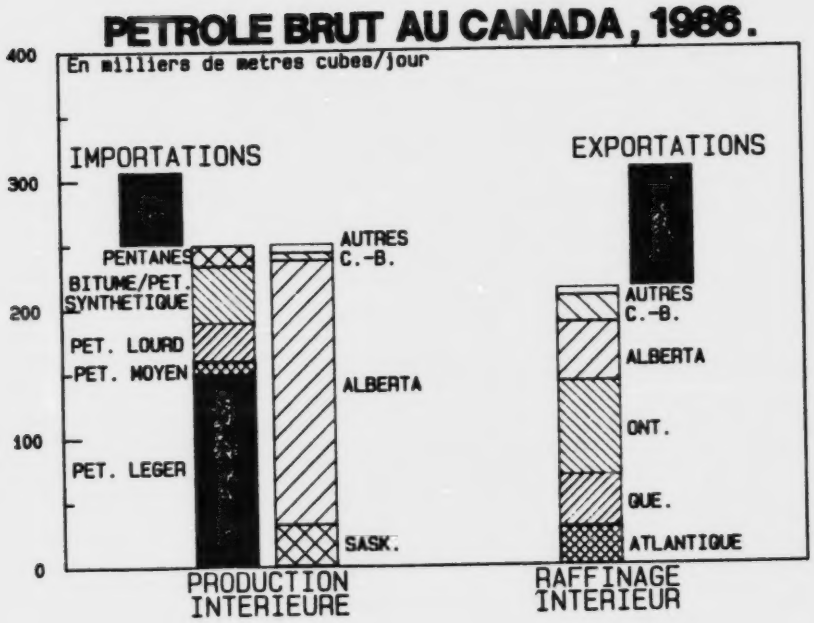
2.1.3 Le secteur pétrolier au Canada

L'industrie pétrolière est constituée de prospecteurs et de producteurs, de sociétés pipelinères, de raffineurs et de distributeurs de pétrole et de fournisseurs indépendants.

Au Canada, le secteur est caractérisé par un fort mouvement interrégional et international du pétrole (voir tableaux 2.1, 2.2 et 2.3), lequel témoigne de différences marquées entre le pétrole brut léger, le pétrole lourd et les produits pétroliers.

L'Alberta produit 82 % du pétrole brut canadien et des produits équivalents, et ensemble, l'Alberta et la Saskatchewan en produisent 95 %. À l'heure actuelle, le Canada est un exportateur net de pétrole brut, les exportations de l'ouest du pays faisant plus que compenser les importations destinées au Québec et à la région atlantique. Le Canada a 35 raffineries de pétrole dont la capacité était répartie comme suit en janvier 1986: l'ouest canadien, 36 %; l'Ontario, 35 %; le Québec, 17 % et la région de l'Atlantique, 12 %. Les raffineries canadiennes n'ont cependant qu'une capacité limitée de raffinement du pétrole lourd. Il existe donc une différence significative au niveau des réseaux commerciaux entre les pétroles léger et lourd. En 1986, une plus grande quantité de la production de pétrole brut léger et des produits équivalents de l'ouest du Canada a été expédiée aux raffineries de l'Ontario et du Québec (41 %) comparativement à la quantité raffinée dans l'Ouest même (37 %). En outre, plus de 20 % de la production de pétrole léger canadien a été exportée. En ce qui a trait au pétrole brut lourd, les exportations représentaient 87 % de la production.

Tableau 2.1

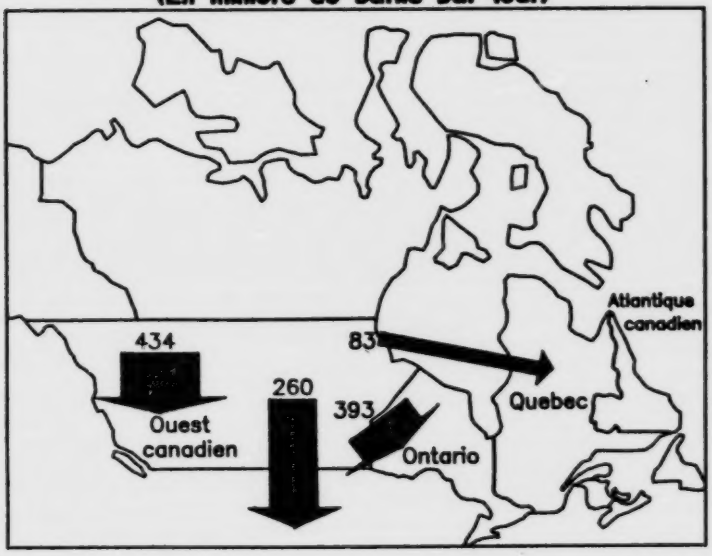


Enfin, le Canada est à la fois importateur et exportateur de produits pétroliers raffinés. Bien que ses importations de produits pétroliers aient augmenté de façon notable depuis 1981, le Canada continue d'en être un exportateur net. Présentement, ces exportations comptent pour environ 10 % de la production des raffineries contre 8 % pour les importations. En 1981, les produits pétroliers représentaient moins de 10 % des importations canadiennes totales de pétrole. En 1986, leur part a grimpé à 25 %.

Tableau 2.2

REPARTITION DU PETROLE BRUT LEGER, 1986

(En milliers de barils par jour)



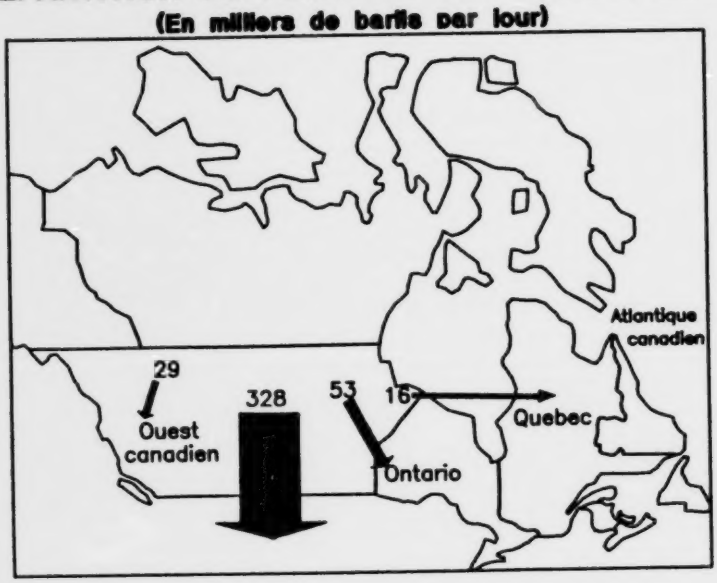
2.1.4 Ressources pétrolières potentielles du Canada

Le Canada possède d'importantes réserves de pétrole, concentrées en très grande partie dans l'ouest canadien. L'Alberta compte 76 % des

Tableau 2.3

REPARTITION DU PETROLE BRUT LOURD, 1986.

(En milliers de barils par jour)



réserves de pétrole classique du Canada qui peut être produit de façon rentable avec la technologie actuelle. De plus, la production de pétrole classique à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest peut être accrue, moyennant un certain coût additionnel, à l'aide de méthodes perfectionnées utilisant la vapeur ou l'eau pour récupérer le pétrole qui, autrement, ne pourrait l'être.

D'importantes découvertes de pétrole brut et de gaz ont également été faites dans les régions pionnières. Une grande incertitude règne présentement quant l'importance exacte de ces gisements. Les principales découvertes de pétrole ont été faites dans la mer de Beaufort et au large de la côte orientale de Terre-Neuve. La mise en valeur de ces ressources n'est pas nécessairement rentable aux prix actuels du pétrole, mais elle

peut cependant être moins coûteuse que dans le cas de certaines ressources non classiques situées dans des régions plus accessibles.

Les sables pétrolifères sont de loin la plus importante source potentielle de pétrole au Canada. Le potentiel des sables de l'ouest canadien équivaut aux réserves prouvées combinées de l'Arabie Saoudite, du Koweit et des Émirats arabes unis. Les sables pétrolifères canadiens ont été bien délimités du point de vue géologique. Les usines de Syncrude et Suncor ont toutes deux contribué énormément au perfectionnement de nos techniques en matière de récupération du pétrole à partir des sables pétrolifères et de production de brut synthétique léger grâce à un processus de valorisation. Ces deux projets ont également permis aux sociétés d'améliorer sensiblement leur rentabilité d'exploitation. Par exemple, Syncrude a réduit ses coûts de production de 19 $ US le baril, à l'ouverture de l'usine en 1979, à 11-12 $ aujourd'hui. Ces réductions de coûts ont permis, pour les deux projets, une expansion des installations de base. La rentabilité de nouvelles usines autonomes d'extraction des sables pétrolifères est généralement moins favorable, mais les associés de Syncrude et le consortium des six concessionnaires initiaux (OSLO) étudient sérieusement la possibilité d'ouvrir de nouvelles usines dans le voisinage de Fort McMurray, en Alberta.

Le coût de production du pétrole de chacune des sources possibles d'approvisionnement au Canada a tendance à augmenter à mesure que les ressources les plus riches et les plus accessibles s'épuisent. De plus, nos diverses ressources pétrolières potentielles deviennent économiquement exploitables à différents prix et seront donc mises en valeur à des moments différents. Lorsque les prix du pétrole sont à la hausse, il devient de plus en plus rentable de puiser dans les sources d'approvisionnement existantes et d'en développer de nouvelles. Les coûts astronomiques et les longs délais associés à la mise en valeur de gisements qui se trouvent dans les régions pionnières et de gisements non classiques signifient cependant que, selon toute probabilité, ces sources d'approvisionnement ne contribueront que modestement aux approvisionnements en pétrole du Canada d'ici à l'an 2 000.

2.1.5 Les perspectives du secteur pétrolier du Canada

Avec la remontée récente des prix mondiaux du pétrole, l'activité a repris dans le secteur pétrolier canadien et plusieurs projets importants ont été annoncés. On note certaines tendances évidentes à long terme en matière de production pétrolière au Canada, bien que des variations cycliques se produisent au gré des conditions changeantes.

À l'heure actuelle, la grande majorité (plus de 80 %) de la capacité productive du Canada est basée sur les régions d'exploitation classiques de l'ouest canadien. Les compagnies de pétrole et de gaz du Canada ont réussi à surmonter les énormes difficultés qu'elles ont connues en 1986, et remplacent leur production avec de nouvelles réserves classiques de l'ouest canadien à des coûts mondialement concurrentiels. La production dans cette région devrait demeurer importante pendant un certain temps. Cette région a cependant été très bien explorée au plan géologique et il est peu probable que les nouvelles découvertes soient suffisantes pour remplacer la production de brut classique au cours des vingt prochaines années.

La majeure partie du capital-ressources de pétrole brut classique inexploité (70 % selon les estimations d'ÉMR) se trouve dans les régions pionnières du Nord et offshore. La région au large de la côte est et la mer de Beaufort semblent particulièrement prometteuses. Un certain nombre de mégaprojets dans ces régions en sont actuellement au stade de la planification ou de la conception. Pour le secteur offshore, on distingue le projet Hibernia, commandité par Mobil Oil avec des investissements de pré-production estimés à 3,4 milliards de dollars (de 1987), le projet Terra Nova, parrainé par Petro-Canada avec des investissements de pré-production estimés à 500 - 900 millions de dollars (de 1987) et le projet Cohasset également parrainé par Mobil Oil avec des investissements de pré-production estimés à 200 millions de dollars (de 1987). Dans la mer de Beaufort, le projet Amauligak mis de l'avant par Gulf, avec des investissements de pré-production estimés à 4,5 milliards de dollars (de 1987) est également au stade de la planification.

Quelques-uns de ces projets, sinon tous, pourraient être mis en chantier d'ici l'an 2000 et le pétrole ainsi produit pourrait commencer à approvisionner les Canadiens dès la fin des années 1990.

En ce qui concerne le potentiel géologique, près de 90 % de tout le capital-ressources pétrolier encore inexploité du Canada est constitué, selon les estimations, des sables pétrolifères de l'Alberta. La source d'approvisionnement en pétrole canadien qui a connu la croissance la plus rapide au cours des dernières années est effectivement celle du bitume. Bien que le Canada possède actuellement deux grandes usines d'extraction et de valorisation des sables pétrolifères, Syncrude et Suncor, la majeure partie de cette augmentation récente de la production de bitume provient de la production in-situ. Plusieurs autres projets du même genre sont à l'étude, dont l'expansion des projets de Cold Lake et de Wolf Lake annoncés respectivement par Esso et par BP et Petro-Canada. De plus, Suncor étudie un projet de 125 millions de dollars qui pourrait voir le jour à Burnt Lake. Esso et Husky élaborent également des plans en vue de projets éventuels de valorisation du bitume au coût d'environ un milliard de dollars chacun. Enfin, Syncrude et Suncor ont annoncé des projets d'expansion des usines existantes d'extraction et de valorisation des sables pétrolifères, et malgré le coût élevé de l'implantation de nouvelles usines d'extraction, il est possible que les nouveaux projets Syncrude et OSLO soient mis en oeuvre. Ainsi, il se peut qu'il y ait au cours des 10 à 15 prochaines années de nouveaux développements concernant la plus importante ressource de pétrole qui reste au Canada, le bitume, au moins pour ce qui est de l'extraction in-situ et des usines d'extraction des sables pétrolifères actuellement en expansion. Bien que d'autres projets de mise en valeur des sables pétrolifères demeurent incertains, plusieurs sont à l'étude.

2.1.6 Déclaration du gouvernement fédéral concernant les mégaprojets

Étant donné l'emplacement des gisements et les conditions géologiques, technologiques et économiques associées à la mise en valeur des ressources des régions pionnières et des ressources

non classiques, on peut s'attendre à ce que leur mise en valeur se fasse essentiellement sous forme de mégaprojets. On demande souvent aux deux paliers de gouvernement de participer financièrement aux mégaprojets énergétiques. Le 19 juin 1987, l'honorable Marcel Masse a annoncé plusieurs principes de base que le gouvernement fédéral appliquera lors de l'examen des demandes d'aide gouvernementale spéciale visant les mégaprojets dans le secteur de pétrole et du gaz.

Les promoteurs doivent démontrer que leurs projets peuvent satisfaire aux critères commerciaux et, notamment, que les projets sont appuyés par une participation suffisante du secteur privé et permettront de produire et de commercialiser du pétrole ou du gaz naturel à un coût raisonnable.

Sous réserve de cette condition, on appliquera les principes généraux ci-après.

- Premièrement, les projets doivent présenter une importance nationale pour l'économie énergétique du Canada.

- Deuxièmement, le partage des risques et des bénéfices entre les promoteurs du projet et les gouvernements participants doit être juste et équitable.

- Troisièmement, tout appui négocié avec les promoteurs du projet sera accordé en dehors du régime fiscal, mais assujetti aux règles d'imposition en vigueur.

- Enfin, le gouvernement du Canada demandera à recevoir, pour son investissement total dans tout projet, un rendement raisonnable, basé sur des prévisions fiables du projet.

2.2 Gaz naturel

2.2.1 Caractéristiques du gaz

Contrairement au pétrole, le gaz naturel n'est pas liquide à une température normale. Étant donné son état gazeux, il doit être transporté par gazoduc à moins de faire appel à des techniques de liquéfaction assez coûteuses. De plus, le gaz naturel coûte environ 6 fois plus cher à

transporter que le pétrole sur une base énergétique équivalente. Son commerce est donc plus restreint que celui du pétrole et ce n'est pas une marchandise vraiment internationale.

Au Canada, l'offre et la demande sont déterminées sur le marché nord-américain étant donné que celui-ci peut être desservi par les gazoducs. Les États-Unis sont le seul marché d'exportation du gaz canadien, et le Canada est leur seule source d'importation de gaz naturel (comblant actuellement 5 % des besoins des États-Unis).

Bien que le gaz naturel n'ait qu'une utilisation limitée comme carburant de transport, il concurrence le pétrole dans bien des applications. Son prix a donc tendance à s'aligner sur celui du pétrole. À l'heure actuelle, il existe un surplus de gaz sur les marchés nord-américains, surplus combiné à une forte concurrence dans le secteur du gaz. Les bas prix du pétrole et cette concurrence entre les producteurs ont fait tomber les prix à l'exportation du gaz canadien de près de 21 % en 1986 par rapport à l'année précédente, avant la chute des prix du pétrole.

2.2.2 Expansion de l'industrie canadienne du gaz naturel

Bien que le gaz naturel ait été produit au Canada depuis les années 80, au siècle dernier, l'histoire de l'industrie canadienne du gaz naturel a réellement commencé avec la découverte du champ pétrolifère Leduc, en 1947. Au début, le gaz naturel découvert n'était que le fruit accidentel des recherches de pétrole et n'était guère prisé. Tout au plus, le gaz ainsi découvert était-il alors abandonné sur place, brûlé ou consommé dans le voisinage des puits. Vers les années 1950, cependant, les découvertes cumulatives de gaz naturel sont devenues très importantes, créant le besoin d'une infrastructure pour transporter ce gaz vers les marchés.

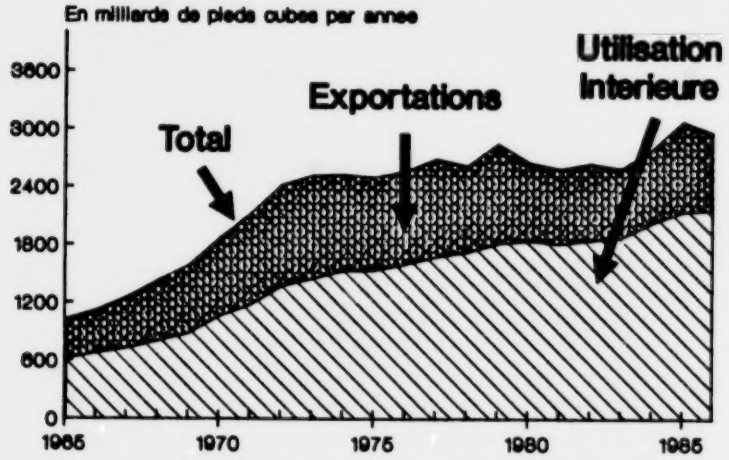
À la fin des années 50 et au début des années 60, trois importants pipelines de gaz naturel ont été construits. Le pipeline de la Westcoast a été construit vers la fin des années 50. Celui-ci s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique et,

sur une courte distance, depuis le district de la Rivière de la Paix, en Alberta, vers les marchés de la Colombie-Britannique et des États du nord-ouest des États-Unis. Le pipeline TransCanada, qui a suivi un itinéraire entièrement canadien, de l'Alberta au sud de l'Ontario, a été terminé en 1958. Un gazoduc reliant l'Alberta à la Californie a été terminé en 1961 (la carte 2 illustre le réseau de gazoducs actuel du Canada). De 1960 à 1973, l'industrie canadienne du gaz naturel a connu une croissance rapide, la production augmentant à un rythme annuel moyen de 14 % pour atteindre 2,5 trillions de pieds cubes en 1973. La majeure partie de cette production provenait de l'Alberta; toutefois, une importante industrie du gaz naturel s'est développée en Colombie-Britannique, cette dernière comptant pour 18 % de la production en 1973. Au cours de cette période, les exportations de gaz naturel ont décuplé et représentaient, en 1973, environ 40 % de la production (voir tableau 2.4).

Carte 2

Tableau 2.4

REPARTITION DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL, CANADA , 1965-1986



Vers le milieu des années 70, on commençait à se demander sérieusement si la production de gaz naturel continuerait à absorber l'augmentation de la demande. L'Office national de l'énergie (ONE) a cessé d'accorder de nouvelles licences d'exportation en 1971 et, en 1975, a émis un avertissement aux termes duquel il était possible que l'approvisionnement canadien en gaz naturel ne puisse plus répondre à la demande totale, y compris les engagements déjà conclus en matière d'exportation, et ce, à compter de la fin des années 70. Dans ce contexte de flambée des prix et de pénuries éventuelles, l'attention du public s'est nettement portée sur les régions pionnières du Canada.

Après l'annonce, en 1968, de la découverte d'importantes réserves de pétrole et de gaz naturel dans la région de Prudhoe Bay, en Alaska, des

activités exploratoires intenses ont été menées dans le Delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique. Même si aucune découverte importante de pétrole n'a eu lieu, plusieurs grandes découvertes de gaz naturel ont été faites. Dès les années 70, on songeait sérieusement aux moyens d'acheminer le gaz naturel du Nord vers les marchés du Sud. Deux propositions, le projet Canadian Arctic Gas Pipeline et le projet Foothills (Yukon) revendiquaient le droit de transporter le gaz naturel canadien et américain du Nord par gazoduc. En 1977, l'Office national de l'énergie a approuvé le projet Foothills (Yukon), qui devait transporter le gaz de l'Alaska en passant par cet État, le Yukon et le nord de la Colombie-Britannique, pour rallier l'Alberta d'où il devait ensuite être expédié aux États-Unis. On projetait un embranchement latéral jusqu'au Delta du MacKenzie pour acheminer également le gaz canadien vers ce marché. Deux autres projets, celui du gazoduc Polar Gas et un projet de construction de méthaniers de classe arctique, ont ensuite présentés en vue du transport du gaz naturel des îles de l'Arctique vers les marchés du Sud. Tous ces projets ont cependant été mis en veilleuse étant donné que, pendant l'étape de leur élaboration, les conditions du marché avaient radicalement changé.

La hausse du prix moyen du gaz à la tête de puits, de 0,16 $/mille pieds cubes, en 1973, à 1,50 $/mille pieds cubes, en 1979, a fortement incité l'industrie non seulement à intensifier les activités d'exploration gazière mais également, les prix du gaz augmentant plus vite que ceux du pétrole, à mettre davantage l'accent sur l'exploration gazière plutôt que pétrolière. Dès lors, les réserves établies de gaz naturel ont augmenté rapidement dans les régions classiques de l'ouest du pays. En revanche, la demande intérieure a commencé à se stabiliser après 1979, tandis que les exportations ont chuté sensiblement. L'effet combiné de l'accroissement des réserves et de la réduction de la demande a fait augmenter le rapport réserves/production à environ 35 ans, soit un ratio bien supérieur au niveau d'équilibre entre l'offre et la demande du marché. Cette situation ne s'est que légèrement atténuée par le prolongement du pipeline

transcanadien jusqu'à Québec. La création d'un surplus de gaz naturel a modéré l'enthousiasme de l'industrie quant à l'exploration et à la mise en valeur de nouvelles réserves de gaz dans le bassin de l'Ouest et a fortement miné l'intérêt vis-à-vis du gaz des régions pionnières. Plus récemment, les activités d'exploration et de mise en valeur du gaz naturel ont connu une certaine relance étant donné certains signes d'épuisement des réserves actuelles de gaz vers la fin de la décennie.

2.2.3 Le secteur du gaz naturel au Canada

Le secteur canadien du gaz est constitué d'explorateurs, de producteurs, de compagnies de gazoduc et de distribution, de courtiers et de détenteurs de permis d'exportation. La majeure partie (89 %) du gaz naturel canadien est produite en Alberta. Le gaz naturel est cependant l'objet d'un important commerce au Canada et aux États-Unis (voir tableau 2.5). En 1986, plus du quart (25,5 %) de la production canadienne était exportée, tandis que 24,8 % était vendue à des clients de l'Ontario et 28,6 % à des clients de l'Alberta.

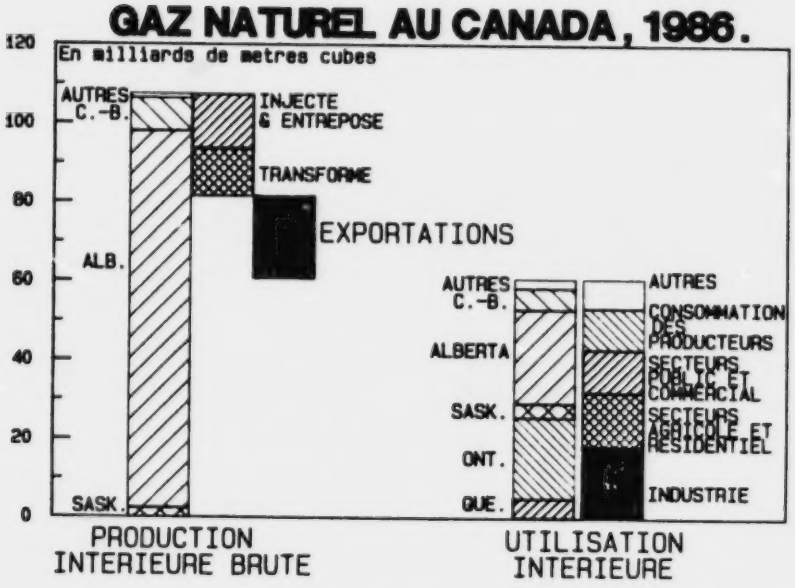
Le marché du gaz naturel, particulièrement aux États-Unis, est actuellement caractérisé par une surcapacité, une demande à la baisse, une compétition accrue entre le pétrole et le gaz, une forte concurrence entre les producteurs de gaz naturel et des bas prix. En 1986, exportations de gaz canadiennes ont diminué de 20 % et les prix à l'exportation, à la frontière, ont baissé de 21 %. Les ventes intérieures de gaz naturel ont également baissé légèrement étant donné que certains utilisateurs ont choisi d'utiliser les huiles lourdes comme combustibles.

2.2.4 Ressources de gaz potentielles du Canada

Contrairement au pétrole, la capacité productive des champs classiques de gaz naturel de l'ouest canadien continue d'augmenter de façon constante. L'ouest canadien et les régions de l'Arctique sont en outre géologiquement des territoires à gaz naturel. Les réserves canadiennes établies de gaz naturel des régions classiques et pionnières représentent plus du double, en équivalent, des réserves de pétrole

brut. Ces ressources potentielles ne peuvent cependant pas toutes être extraites économiquement aux prix actuels. Les réserves restantes de gaz qui ont été établies de façon géologique par forage et qui pourraient être extraites économiquement à l'aide des techniques actuelles se trouvent en majeure partie dans l'ouest canadien. L'Alberta compte 84 % de ces réserves et la Colombie-Britannique, 12 %.

Tableau 2.5



D'importantes découvertes de gaz naturel ont également été faites dans les régions pionnières, particulièrement celle du delta du MacKenzie et de la mer de Beaufort, dans les îles arctiques et au large de la côte Est. La rentabilité économique de ces ressources reste incertaine, mais le gaz du delta, en particulier, pourrait contribuer à l'approvisionnement du Canada en énergie jusqu'à la fin des années 90, si on construisait un gazoduc nord-sud. Dans la zone située au large de la

Nouvele-Écosse, Mobil étudie un mégaprojet de mise en valeur du gaz naturel (le projet Venture) dont les investissements de pré-production sont estimés à 2,3 milliards de dollars.

Le gaz des régions pionnières pourrait contribuer largement aux approvisionnements canadiens selon la conjoncture économique. Les découvertes de gaz naturel dans l'Arctique et au large de la Nouvelle-Écosse représentent près de la moitié des réserves restantes de gaz canadien économiquement exploitables dans les conditions actuelles.

2.2.5 Perspectives d'avenir du secteur du gaz canadien

Le gaz naturel est une importante ressource énergétique du Canada et on peut s'attendre à ce qu'il le demeure. Au pays, on a remplacé dans bien des domaines le pétrole par le gaz naturel. Les marchés canadiens actuels, à l'ouest du Québec, ont maintenant atteint une maturité relative et leur croissance devrait ralentir. De plus, une importante expansion des marchés canadiens exigerait de gros investissements au chapitre de l'infrastructure.

À l'heure actuelle, la concurrence sur le marché américain est vive et cette situation devrait se poursuivre à court terme. Les perspectives à plus long terme de ventes de gaz canadien sur le marché américain sont, cependant, plus favorables. Étant donné que les approvisionnements de gaz américain hors de l'Alaska commencent à baisser, les exportations canadiennes pourraient probablement doubler par rapport au niveau de 1985.

L'Office national de l'énergie a étudié les perspectives économiques du secteur canadien de l'énergie dans son rapport L'énergie au Canada, Offre et demande, 1985 - 2005. Le rapport prévoit deux scénarios de prix pour le pétrole. Dans son scénario de prix élevés, l'ONE prévoit que la production de gaz dans les régions pionnières débutera dans les années 90, pour atteindre 14 % de la capacité productive totale vers la fin de cette décennie. L'analyse de l'ONE ne comprend cependant que les exportations déjà autorisées. Si, comme le prévoient de nombreux analystes, de nouvelles possibilités d'exportation se présentaient, ces prévisions pourraient se révéler une sous-estimation.

2.3 Électricité

2.3.1 Caractéristiques de l'électricité

À l'origine, les approvisionnements canadiens d'électricité étaient principalement destinés aux marchés locaux. Avec les améliorations apportées aux techniques de distribution, les marchés se sont étendus, mais les distances continuent de faire obstacle à l'efficience du réseau d'approvisionnement.

Aux termes de la constitution canadienne, l'électricité relève principalement de la compétence des provinces. L'énergie électrique au Canada est fournie en grande partie par des entreprises provinciales de services publics. Le mandat de ces sociétés consiste généralement à assurer l'approvisionnement en électricité des résidents de la province, à un coût raisonnable. Elles se gardent une importante marge de réserves, car il est extrêmement important de pouvoir compter sur des approvisionnements sûrs. Ces sociétés ne se tournaient donc vers les marchés extraprovinciaux que pour écouler leur surproduction (à l'exception notable des ventes au Québec d'électricité produite par Terre-Neuve) et les premières exportations d'électricité aux États-Unis étaient souvent intermittentes. Bien que plus de 70 % des exportations de 1986 aient été intermittentes, les ventes à l'exportation des dernières années témoignent d'une tendance vers les contrats d'approvisionnement fermes à long terme. On accorde maintenant davantage d'importance aux projets de "production anticipée d'électricité", c'est-à-dire avant que la demande canadienne ne se manifeste concrètement, et cette production est en partie destinée aux marchés fermes à long terme d'exportation vers les États-Unis.

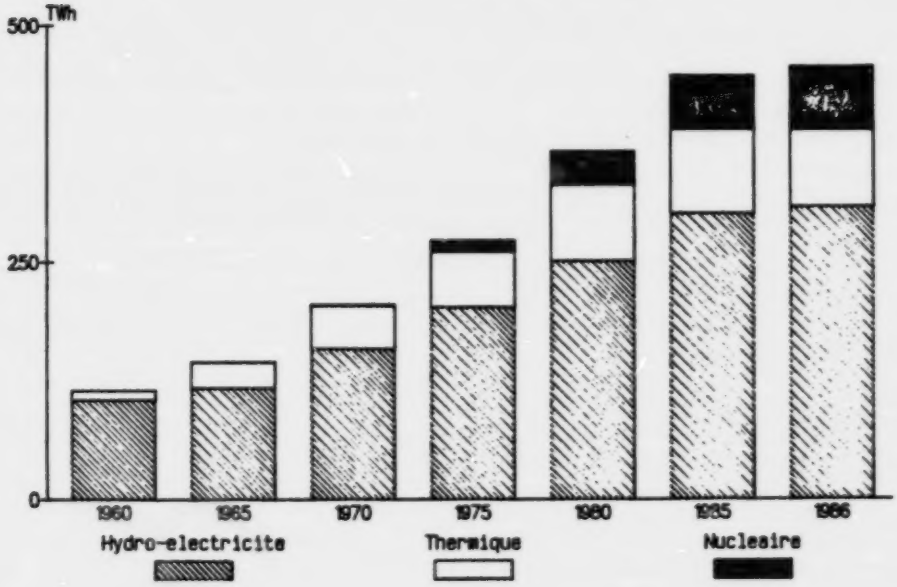
2.3.2 Expansion de l'industrie canadienne de l'électricité

Comme dans le cas du secteur du pétrole et du gaz, les années 50 et 60 ont été la scène de l'expansion du secteur de l'électricité. La production d'électricité a doublé au cours des années 50 et des années 60 et augmenté de 80 % au cours des années 70. Comme les autres secteurs de l'énergie, celui de l'électricité a été touché par les chocs pétroliers du milieu et de la fin des

années 70. Toutefois, les compagnies d'électricité canadiennes dépendent en moyenne beaucoup moins du pétrole que celles des autres pays et l'impact a été moins direct et moins immédiat. Les effets indirects de la baisse de la croissance économique ont cependant été importants. D'autres facteurs ont contribué au ralentissement du taux de croissance de la demande d'électricité depuis 1973: une plus faible croissance démographique, l'intérêt général accru en matière d'économies d'énergie et les augmentations du prix réel de l'électricité. De plus, les composition des sources d'énergie utilisées pour produire l'électricité s'est modifiée sensiblement depuis 1973 (voir tableau 2.6).

Tableau 2.6

PRODUCTION D'ELECTRICITE AU CANADA

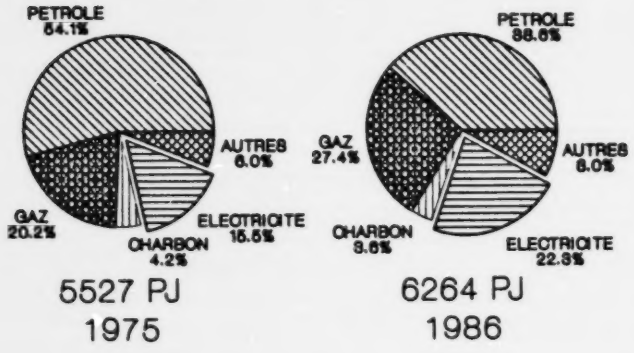


Malgré le ralentissement de la croissance de la demande d'électricité, après 1973, la part de cette ressource dans la consommation énergétique finale au Canada a augmenté, passant d'environ

15 %, en 1973, à plus de 20 %, aujourd'hui (voir tableau 2.7). De plus, le Canada était l'un des rares pays industrialisés ayant connu un taux élevé de croissance de la consommation d'électricité au cours de la période de 1983 à 1985. Aujourd'hui, l'électricité joue dans l'économie canadienne un rôle beaucoup plus important que dans tout autre pays.

Tableau 2.7

PART DE L'ELECTRICITE DANS LA DEMANDE D'ENERGIE AU CANADA, 1975 - 1986
(En pour cent de la demande finale)



À l'heure actuelle, la plupart des services publics canadiens ont une capacité excédentaire à court terme étant donné que la demande est inférieure aux prévisions. En raison des longs délais associés à l'expansion de la capacité de production d'électricité, des décisions en matière d'investissement dans de nouvelles installations de production devront être prises bientôt.

2.3.3 Le secteur de l'électricité au Canada

Il y a 15 grandes compagnies d'électricité au Canada, dont 8 de compétence provinciale; ces dernières comptent pour 84 % de l'électricité produite au Canada en 1986. Quatre autres compagnies appartenant à des investisseurs ont fourni 7 % de la production totale. Enfin, des compagnies appartenant à des municipalités du Manitoba et de l'Alberta et la compagnie qui produit la majeure partie de l'électricité distribuée au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest ont produit, ensemble, 0,5 % de l'électricité canadienne en 1986. Outre ces 15 principales compagnies d'électricité, environ 63 complexes industriels produisent de l'électricité, principalement pour satisfaire à leurs propres besoins.

Hormis les ventes du Québec à l'Ontario et de Terre-Neuve au Québec, les transactions interrégionales en matière d'électricité sont beaucoup moins importantes que les ventes interprovinciales des autres types d'énergie. Le Canada est cependant un important exportateur d'électricité aux États-Unis (voir tableau 2.8). En 1986, les exportations d'électricité vers les États-Unis ont représenté 7,7 % de toute la production canadienne, et ont satisfait à 1,4 % de la demande totale d'électricité des États-Unis. Dans les régions autres que la Colombie-Britannique, des hausse considérables des exportations exigeraient la construction et le renforcement de lignes de transport.

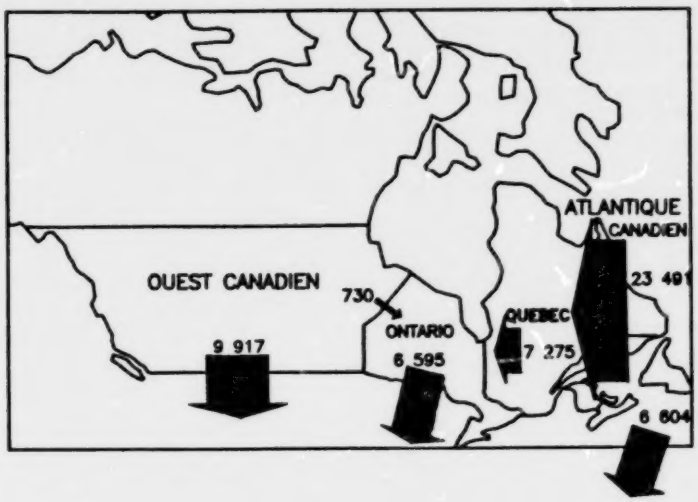
2.3.4 Les perspectives du secteur canadien de l'électricité

Le secteur de l'électricité a toujours été caractérisé par une croissance forte et constante, et depuis 1973, il joue un rôle plus déterminant dans l'économie canadienne. On peut s'attendre à ce que ce rôle s'accentue étant donné que les réserves de pétrole brut classique et de gaz naturel sont en baisse.

L'ONE prévoit que la demande canadienne d'électricité augmentera de 2,8 % par année, dans le cas de son scénario de prix bas, et de 2,6 % par année, dans celui de prix élevés.

Tableau 2.8

COMMERCE NET DE L'ELECTRICITE, 1986
(En GWh)



La protection de l'environnement est l'un des défis que pose l'accroissement des approvisionnements en électricité. Les grandes installations de production centralisées et leurs réseaux connexes de distribution soulèvent des préoccupations environnementales, qu'elles soient alimentées au charbon, à l'énergie nucléaire ou par d'importants ouvrages hydro-électriques.

2.3A Hydro-électricité

i) Caractéristiques de l'hydro-électricité

L'hydro-électricité est la ressource énergétique renouvelable la plus utilisée au Canada, aujourd'hui. Elle est fiable et les sites aménagés actuellement sont économiquement compétitifs. Bien que le

sous-secteur hydro-électrique soit beaucoup moins polluant que certaines autres sources d'électricité, son expansion n'est cependant pas sans soulever des préoccupations environnementales, car les projets envisagés modifient les écosystèmes des régions touchées.

ii) Accroissement des approvisionnements hydro-électriques canadiens

L'aménagement des sites hydrauliques a toujours été le premier choix des autorités responsables de la production d'électricité au Canada. En 1950, plus de 96 % de tous les kilowatt-heures produits provenaient de sources hydrauliques.

Avec la croissance rapide et continue de la demande en Ontario au cours des années 50, il était évident que le potentiel hydro-électrique de la province était insuffisant, d'où la mise en oeuvre d'un important programme de construction de centrales thermiques alimentées au charbon. Le dernier grand projet hydro-électrique en Ontario a été la construction de la centrale Robert H. Saunders, sur le fleuve Saint-Laurent, ouverte en 1958.

Dans les autres régions, on a assisté dans les années 60 et 70 à la réalisation de plusieurs projets hydro-électriques de grande envergure. D'importants travaux de construction se déroulaient dans l'ouest canadien en vue de mettre en valeur des ressources hydrauliques comme les fleuves Colombia et Nelson et la rivière de la Paix. En 1962, le gouvernement du Québec a nationalisé les compagnies privées d'électricité, après quoi la Province a annoncé une formidable période de développement hydro-électrique qui a connu son apogée avec le projet de la baie James. Le projet des chutes Churchill, au Labrador, de 1 milliard de dollars, a été terminé en 1974 et comptait, à ce moment-là, au nombre des plus importants ouvrages de génie civil au monde. La première centrale de la phase I du projet de la baie James, d'une capacité de

5,3 millions de kilowatts, capacité légèrement supérieure à celle des aménagements des chutes Churchill, a été inaugurée en 1979.

iii) Le secteur de l'hydro-électricité au Canada

Le Canada était le plus grand producteur d'énergie hydro-électrique au monde, en 1985, représentant environ 15 % de toute la production. La production canadienne d'hydro-électricité a augmenté de 2,3 % en 1986. L'hydro-électricité demeure la plus importante source d'électricité au Canada, comptant pour 67 % de toute l'électricité produite au pays. Le Québec, la Colombie-Britannique et le Manitoba comblent pratiquement tous leurs besoins en électricité à partir de sources hydrauliques. De plus, les exportations d'électricité de ces trois provinces proviennent presque entièrement de centrales hydro-électriques dont les coûts marginaux de production sont très bas.

iv) Ressources hydro-électriques

Les ressources hydro-électriques sont réparties de façon plus uniforme dans tout le pays que les autres sources énergétiques. Le Québec compte pour 45 % de toute la capacité hydro-électrique canadienne actuellement installée. La Colombie-Britannique et Terre-Neuve suivent avec une capacité de 18 et 11 %, respectivement. Le Québec regroupe également plus de 30 % des sites hydro-électriques qui, de l'avis des compagnies d'électricité, peuvent être techniquement aménagés et exploités économiquement; la Colombie-Britannique en compte plus de 25 % (voir tableau 2.9).

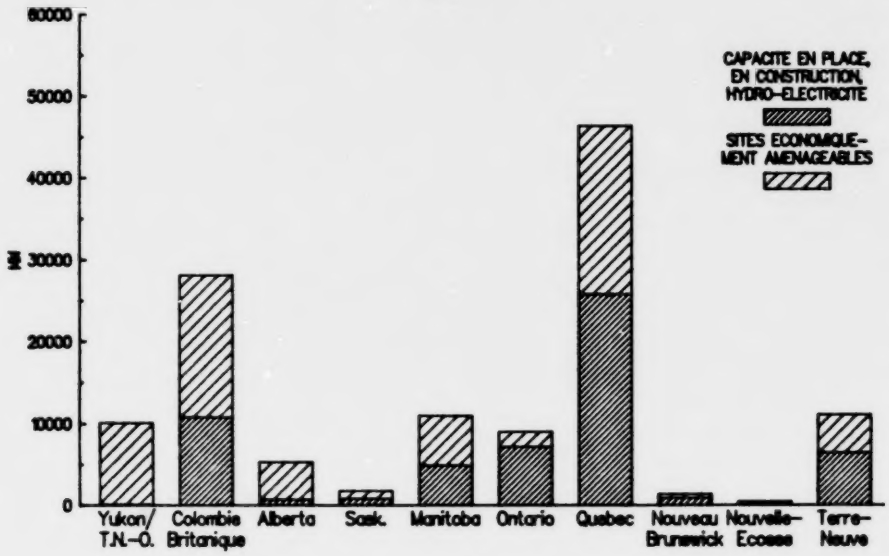
v) Les perspectives de l'hydro-électricité

L'ONE s'attend à ce que la part de l'hydro-électricité tombe à environ 60 % de la production d'électricité au Canada d'ici à l'an 2005 (par rapport à 67 % actuellement). Bien que les sites les plus accessibles et les moins coûteux aient déjà été aménagés,

même d'ici l'an 2005, plusieurs provinces disposeront encore d'importants sites non utilisés. Un facteur déterminant touche le commerce de l'électricité des provinces dotées des plus grandes richesses hydraulique compétitives existantes et potentielles (le Québec, la Colombie-Britannique, Terre-Neuve et le Manitoba) à savoir: les limites des réseaux de transmission d'électricité.

Tableau 2.9

CAPACITE DE PRODUCTION HYDRO-ELECTRIQUE DU CANADA 1986



2.3B Charbon

i) Caractéristiques du charbon

Le charbon canadien est surtout utilisé pour la production intérieure d'électricité, principalement dans les provinces qui possédent d'immenses réserves de charbon. De

plus, environ 40 % de la production canadienne de charbon est vendue aux industries de l'acier pour en faire du coke pour hauts fourneaux. La majeure partie de ce charbon de cokéfaction est exportée, principalement au Japon et en Corée. Le coût de transport du charbon depuis les mines situées à l'intérieur des terres est très élevé comparativement à sa valeur énergétique. Ainsi, même si le Canada possède d'énormes ressources en charbon, particulièrement dans l'Ouest, l'Ontario s'alimente en grande partie aux États-Unis étant donné que les sources d'approvisionnement sont plus proches.

Outre les effets considérables de la distance sur la compétitivité du charbon, les préoccupations environnementales constituent un deuxième facteur très important qui touche la demande de charbon destiné aux centrales thermiques. Le fait d'utiliser des combustibles fossiles comme le charbon et l'huile lourde produit des émissions de gaz sulfureux à l'origine des pluies acides. Bien que l'installation de dépoussiéreurs ou l'application d'autres techniques propres d'utilisation du charbon permettent de contrôler ces émissions, ces méthodes ajoutent aux coûts de production du charbon. L'utilisation de charbon a faible teneur en soufre constitue une autre possibilité. Ontario Hydro, par exemple, utilise environ 25% de ce type de charbon, obtenu de l'Ouest du Canada, et le mêle au charbon à plus forte teneur en soufre qu'elle importe des États-Unis.

ii) Expansion de l'industrie du charbon au Canada

Au cours des premières décennies du siècle, le charbon était la principale source d'énergie primaire au Canada. Dans les années 40, il a commencé à céder la place au pétrole et au gaz naturel. La période des années 50 et 60 a été marquée par un déclin de l'industrie du charbon. Il y a cependant eu un revirement au cours des années 70. Bien que ce dernier ait été principalement le résultat de l'exportation du charbon

métallurgique de la Colombie-Britannique vers le Japon, les chocs répétitifs des prix du pétrole ont également amélioré la position compétitive du charbon thermique utilisé pour la production d'électricité.

La production canadienne de charbon a augmenté constamment depuis 1973, et a plus que doublé en quantité au cours des années 70. Les 60,7 millions de tonnes de charbon produites en 1985 représentaient un record de production depuis 1965. Ce charbon a été extrait dans l'Ouest dans une proportion de 94 %.

Au cours des années 70, les importations ont diminué légèrement et les exportations ont plus que triplé. En 1981, le Canada est devenu pour la première fois un exportateur net de charbon. Le charbon occupe maintenant le troisième rang des exportations minérales, après le pétrole et le gaz naturel. Ce commerce d'exportation a cependant été développé principalement pour répondre aux besoins des aciéries japonaises et coréennes qui, ensemble, reçoivent 70 % du volume de charbon vendu à l'étranger (voir tableau 2.10). Ce marché a connu une légère dépression et accuse une baisse sensible des prix attribuable à une surcapacité mondiale.

iii) Le secteur du charbon au Canada

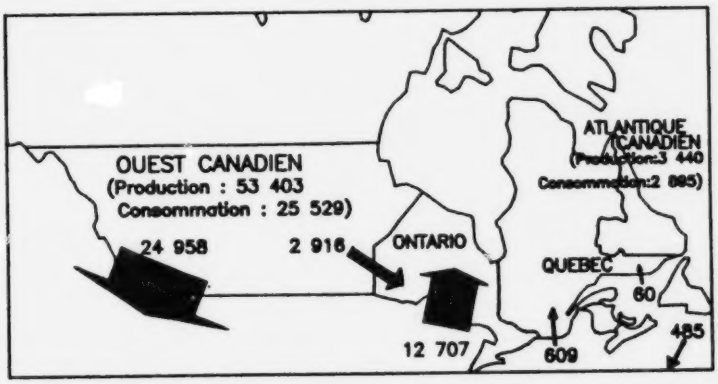
L'industrie canadienne de l'extraction du charbon regroupe dix producteurs qui se trouvent dans trois provinces de l'Ouest, un important producteur en Nouvelle-Écosse et un autre au Nouveau-Brunswick.

Au pays, 97 % de la production canadienne de charbon sert à alimenter les centrales thermiques destinées à produire de l'électricité dans quatre provinces : l'Alberta, la Saskatchewan, l'Ontario et la Nouvelle-Écosse (voir tableau 2.11). L'Alberta est le principal utilisateur de charbon pour la production d'électricité; cette province consommait, en 1986, 47 % de tout le charbon utilisé au Canada à cette fin. En Alberta, les centrales alimentées au

charbon fournissaient 92 % de toute l'électricité produite en 1986. Le charbon joue également un rôle très important en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan où il compte pour respectivement 78 % et 68 % de toute l'électricité produite.

Tableau 2.10

PRODUCTION ET REPARTITION DU CHARBON AU CANADA, 1986
(EN KILOTONNES)

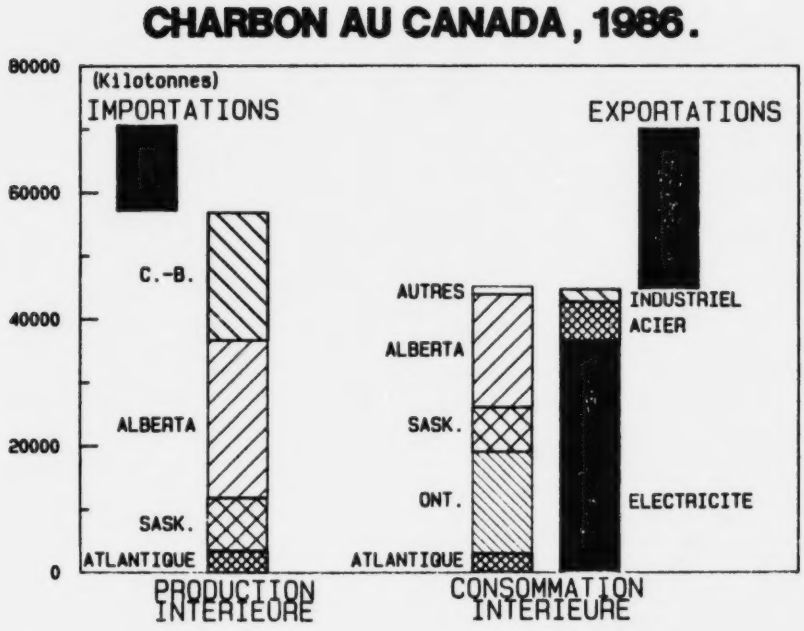


La production d'électricité à partir du charbon a diminué de 8 % de 1985 à 1986. Cette baisse est principalement attribuable à une chute de 27 % des exportations d'électricité de l'Ontario. En 1986, environ 89 % des exportations ontariennes d'électricité provenaient de centrales alimentées au charbon, comparativement à 96 % en 1985.

Les coûts de transport désavantagent gravement le Canada sur le marché international du charbon thermique. Le

transport ferroviaire à partir des mines de l'intérieur du pays compte pour près de 50 % du coût du charbon thermique canadien au port. Bien que le coût au Canada par tonne/kilomètre de transport soit très concurrentiel, la distance à parcourir (900 à 1 000 km) entraîne des factures élevées.

Tableau 2.11



Pour la première fois depuis 1974, l'industrie canadienne du charbon n'a pas connu de croissance en 1986. La production, la consommation, les exportations et les importations ont toutes diminué. La production totale a connu une baisse de 3,6 millions de tonnes pour atteindre 57 millions de tonnes, cette baisse étant répartie à peu près uniformément entre le charbon métallurgique et le charbon

thermique. Cette diminution est en grande partie attribuable à une surabondance du charbon sur les marchés mondiaux. Ce resserrement du marché devrait persister jusqu'au cours des années 90.

iv) Ressources potentielles de charbon du Canada

Le Canada possède encore d'énormes réserves de charbon. En barils équivalent pétrole, les réserves de charbon, pour lesquelles les études de faisabilité ont donné des résultats favorables, sont estimées à plus d'une fois et demie les réserves classiques de pétrole et de gaz qui ont été établies par forage de développement et qui seraient économiquement productibles à l'aide des techniques actuelles. Au rythme de production actuel, ces réserves de charbon dureraient plus de 100 ans. Les réserves houillères restantes sont surtout concentrées en C.-B. (42 %) ainsi qu'en Saskatchewan et en Alberta (50 %). Bien que de moindre importance dans la conjoncture nationale, les réserves de Nouvelle-Écosse offrent un grand intérêt au plan régional.

Comme dans le cas du pétrole, les réserves de charbon qui coûteraient le plus cher à produire en raison de leur qualité ou de leur emplacement sont beaucoup plus importantes que celles économiquement exploitables à l'heure présente. D'après les estimations, ces réserves d'intérêt futur seraient près de 200 fois plus importantes que celles d'intérêt actuel et elles sont concentrées dans l'Ouest et le Nord.

v) Les perspectives de l'industrie du charbon

À l'heure actuelle, le charbon thermique concurrence principalement l'énergie nucléaire pour la production d'électricité. Au pays, l'ONE prévoit que la contribution du charbon à la production d'électricité demeurera relativement stable, à environ 20 %. Toutefois, les décisions d'Ontario-Hydro visant l'accroissement de sa capacité de production pourrait modifier considérablement cette contribution du

charbon. L'ONE suppose que l'Ontario décidera d'utiliser des centrales thermiques alimentées au charbon plutôt que des centrales nucléaires pour accroître sa capacité d'ici l'an 2005. L'utilisation du charbon thermique pose un défi: la commercialisation d'une nouvelle technologie permettant de contrôler les émissions de gaz acides de façon plus efficace et rentable que ce n'est présentement le cas avec les dépoussiéreurs.

Bref, l'ONE prévoit que la demande de charbon canadien se maintienddra au niveau actuel jusqu'en 1990, après quoi elle augmentera au rythme de 3 à 4 % par année. Les perfectionnements technologiques pourraient contribuer à l'expansion des marchés intérieur et international du charbon thermique.

Au nombre des nouvelles utilisations du charbon qui font présentement l'objet de recherches et de projets expérimentaux au Canada et aux États-Unis notons: la conversion en combustibles liquides par cotraitement du bitume ou du pétrole lourd et l'utilisation du charbon pour la production de la vapeur nécessaire à la récupération assistée du pétrole.

2.3C L'énergie nucléaire et l'uranium

i) Les caractéristiques de l'énergie nucléaire

La production d'électricité au moyen de réacteurs nucléaires exige des investissements élevés, mais les coûts d'exploitation sont relativement bas. Cette technologie est appropriée à la production par charge d'alimentation.

Les réacteurs nucléaire CANDU utilisés au Canada ont acquis une remarquable notoriété en matière d'économie, de sécurité et de fiabilité. Des préoccupations demeurent cependant: la gestion à long terme des déchets radioactifs, la sécurité de fonctionnement des réacteurs et les répercussions possibles de l'énergie nucléaire sur la santé et l'environnement.

ii) Expansion de l'industrie nucléaire canadienne

Les installations construites pour la recherche en temps de guerre ont fourni au Canada le moyen de poursuivre les études sur les utilisations pacifiques de l'énergie atomique. Le réacteur expérimental de la Recherche nationale (NRX), fonctionnant à l'eau lourde, a été mis en service en 1947 et a pavé la voie à la mise au point du système CANDU, au cours des années 50. Le réacteur nucléaire expérimental NPD a été installé à Rolphton, en Ontario, en 1962. La première centrale nucléaire canadienne, la centrale CANDU de Douglas Point, a été construite à Tiverton, en Ontario, et est entrée en service en 1966.

Au cours des années 70, le Canada a mené à bien un important programme de construction de réacteurs nucléaires, notamment 4 unités à Pickering, en Ontario, les 4 unités de la centrale Bruce d'Ontario-Hydro (avec des expansions ultérieures dans les deux cas), la centrale nucléaire de Gentilly, au Québec, et celle de Pointe-Lepreau, au Nouveau-Brunswick.

De 1970 à 1984, la part du nucléaire dans la production canadienne d'électricité est passée de 0,5 % à 13 %. Cette expansion a été concentrée en Ontario. Actuellement, 22 grands réacteurs CANDU sont exploités ou en construction au Canada, dont 20 en Ontario. Le Canada a vendu 9 réacteurs dans le monde: 2 réacteurs de recherche (à l'Inde et à Taiwan) et 7 réacteurs de production (un au Pakistan, à l'Argentine et à la Corée du Sud; deux à l'Inde et autant à la Roumanie).

iii) L'industrie nucléaire au Canada

L'industrie nucléaire canadienne regroupe des sociétés d'État (des deux paliers de gouvernement) et privées. L'Énergie atomique du Canada Limitée (EACL), société d'État fédérale, s'occupe de la recherche, du développement ainsi que des travaux de conception et d'ingénierie liés au réacteur CANDU. Elle a le mandat de vendre le CANDU à l'étranger. Les compagnies d'électricité

provinciales, plus particulièrement l'Ontario-Hydro décident, de concert avec les gouvernements provinciaux, de commander ou non des réacteurs nucléaires. De plus, elles sont responsables de la construction, du fonctionnement et de l'entretien des réacteurs, et l'Ontario-Hydro s'est dotée de ses propres ressources de conception et d'ingénierie. Enfin, des compagnies du secteur privé (principalement des multinationales ayant des intérêts diversifiés) fabriquent les composantes du CANDU. Elles font également des travaux d'ingénierie et de gestion de projet au regard des réacteurs vendus à l'extérieur du Canada et, à un degré moindre, aux provinces autres que l'Ontario.

iv) L'extraction de l'uranium au Canada

Il est nécessaire d'avoir un approvisionnement de matières fissibles comme combustible pour pouvoir produire de l'énergie nucléaire. Le Canada a la chance de posséder de grandes réserves d'uranium et s'est doté d'une importante industrie d'extraction de ce métal.

En 1985, le Canada était en fait le plus grand producteur et exportateur d'uranium dans le monde occidental. Il n'y a que 5 producteurs d'uranium au pays, deux qui exploitent des mines souterraines dans la région de Elliot Lake, en Ontario, et trois qui exploitent principalement des mines à ciel ouvert dans le nord de la Saskatchewan. L'une des mines de la Saskatchewan, celle de Key Lake, détient maintenant le record mondial de production. Bien que la majeure partie de l'uranium extrait au Canada provienne de la Saskatchewan, plus de 80 % des emplois créés par cette activité sont associés au complexe minier de Elliot Lake.

Outre ces mines, le Canada possède une seule raffinerie d'uranium, laquelle est située en Ontario. Cette usine appartient à Eldorado Ressources Limitée, une société d'État fédérale. Il n'existe que quatre autres entreprises du genre dans le monde occidental.

v) Perspectives du secteur nucléaire

Le marché mondial d'exportation de réacteurs nucléaires sera probablement restreint et très compétitif au cours de la prochaine décennie. Le marché intérieur potentiel pour les réacteurs CANDU est concentré en Ontario, bien qu'il existe certaines possibilités dans la région atlantique. Même si l'Ontario choisissait de construire des centrales thermiques alimentées au charbon pour accroître sa capacité de production, l'ONE prévoit que la part du nucléaire dans la production canadienne d'énergie augmentera. En se fondant sur la capacité installée ou en construction, cette part passera de 12 %, en 1984 à 20 %, d'ici à 1990 (mais elle connaîtra un léger recul avant 2005 et se stabilisera à 18 %). Si, par contre, l'Ontario continue d'opter pour le nucléaire, la part de cette forme d'énergie dans la production d'électricité sera sensiblement plus élevée.

2.4 Énergies renouvelables

L'utilisation de ressources renouvelables n'est pas chose nouvelle au Canada. Au cours du siècle précédent, presque toute l'énergie produite au Canada provenait de la biomasse, principalement du bois. Graduellement, celle-ci a été remplacée par le charbon, puis par le pétrole, le gaz naturel et l'électricité.

Aujourd'hui, les sources d'énergie renouvelable jouent un rôle important sur la scène énergétique canadienne. Une part d'environ 19 % de la demande canadienne d'énergie est comblée par les ressources solaires, éoliennes, hydrauliques, géothermiques et par la biomasse qui sont utilisées pour fournir des combustibles liquides, de la chaleur ou de l'électricité. Près de 63 % de cet approvisionnement tiré d'énergies renouvelables sont constitués de ressources hydro-électriques d'envergure d'une capacité supérieure à 10 mégawatts. La situation du secteur hydro-électrique a été analysée dans un chapitre précédent et l'exposé suivant ne portera donc que sur des projets d'utilisation de la biomasse, des ressources solaires, éoliennes, des petites ressources hyrauliques et de l'énergie géothermique qui, ensemble, répondent à environ 7 % de la demande énergétique primaire au Canada.

La bioénergie, et principalement le bois, compte pour environ 90 % de la consommation d'énergie renouvelable. Les petites installations hydro-électriques et l'énergie solaire comptent pour environ 8 % et 2 %, respectivement.

La croissance de la demande en bioénergie depuis la première crise énergétique s'est traduite par le développment d'une importante capacité de fabrication d'équipements pour la mise en valeur de la bioénergie au Canada et une amélioration de l'efficacité de l'équipement existant. De nouvelles techniques d'utilisation de la bioénergie ont aussi été mises au point: notamment la conversion de la biomasse en éthanol pour les automobiles, le perfectionnment de la gazéification du bois et des techniques de combustion des déchets. Certaines de ces techniques pénètrent déjà le marché.

La contribution de l'énergie solaire à la production énergétique canadienne ne représente qu'une petite fraction de la consommation énergétique totale. Cependant, d'importants progrès ont été accomplis au niveau des connaissances de base et dans l'édification d'une capacité industrielle pour l'utilisation efficace des sources solaires. La recherche au chapitre de la conception d'immeubles qui tirent le maximum de l'ensoleillement naturel pour l'éclairage et le chauffage a entraîné la création d'une industrie spécialisée dans l'adaptation des caractéristiques solaries à la conception d'édifices à faible consommation énergétique. La conversion des rayons solaires en électricité par des piles photovoltaiques est possible pour les applications qui nécessitent une faible puissance, notamment dans les régions éloignées où l'entretien de l'équipement énergétique classique est très coûteux. Cependant, étant donné leur coût élevé, les systèmes solaires actifs (systèmes nécessitant un équipement de conversion des rayons solaires en énergie) demeurent non compétitifs dans les secteurs où l'électricité classique est disponible.

L'aménagement de petits sites hydro-électriques a soulevé un regain d'intérêt au cours de la dernière décennie. La contribution énegétique totale des sites d'une capacité inférieure à 10 mégawatts représentait environ 1,5 % de toute la demande d'énergie au Canada. Une nouvelle discipline industrielle spécialisée dans la fabrication et l'installation de petits équipements hydro-électriques s'est implantée des compagnies canadiennes ont réussi à commercialiser leurs produits à l'étranger.

En ce qui a trait à l'énergie éolienne, les Canadiens ont acquis la compétence nécessaire à la construction d'éoliennes. Des progrès ont également été réalisés dans l'utilisation d'un appareil de pompage actionné par le vent, appareil qui pourrait être utilisé pour la gestion des eaux et l'irrigation.

Dans L'ensemble, les systèmes à énergie renouvelable offrent des solutions de rechange économiques et attrayantes en matière d'approvisionnement énergétique et devraient se révéler des substituts des plus rentables aux produits pétroliers ou à l'électricité. La récente baisse des prix mondiaux du pétrole a voilé l'attrait économique de certains de ces systèmes. De nombreuses techniques d'utilisation des énergies revouvelables demeurent cependant compétitives. À court terme, les systèmes à énergie renouvelable continueront de présenter un grand intérêt dans les régions éloignées du Nord et dans certaines régions où le coût de l'énergie est élevé au Canada, notamment les provinces de l'Atlantique. À moyen terme, le succès de nombre de ces techniques dépend essentiellement de leur coût et de celui des combustibles de substitution. Dans certaines régions, les coûts de production ont baissé considérablement au cours des dernières années. De nouvelles techniques pourraient contribuer à les abaisser davantage, au point que de nombreuses initiatives actuellement marginales pourraient finir par damer le pion aux combustibles classiques actuels. Enfin, l'énergie tirée du recyclage des déchets représente une source d'énergie renouvelable qui pourrait contribuer en même temps à garantir la protection de l'environnement et à répondre à la demande en énergie.

3.0 L'énergie et l'environnement

C'est par l'emploi conjugué de matériaux, d'énergie et d'efforts humains que l'on pourvoit aux besoins et aux désirs de la société en biens et services. Cependant, la production de déchets est inévitable aux divers stades de la création de ces biens et services. Dans le secteur énergétique, l'extraction des ressources, leur transformation en formes utilisables d'énergie et leur livraison aux utilisateurs finals génèrent des déchets. Ces sous-produits inutilisables sont véhiculés dans l'air, l'eau et les terres de la planète, où ils finissent par se fixer. Certains déchets sont absorbés et rendus inoffensifs par la "capacité d'assimilation" de ces trois éléments, mais beaucoup ne le sont pas. Les choix sociaux quant à la quantité d'énergie nécessaire, les formes énergétiques exploitées pour répondre à la demande et l'envergure de la lutte contre la pollution liée à la mise en valeur de ces ressources détermineront dans une large mesure la quantité de déchets libérés dans l'environnement.

On entend généralement par pollution l'émission de déchets qui réduisent la capacité de notre environnement à entretenir la vie dans toute sa diversité. L'exploitation et l'utilisation des ressources énergétiques ont été et demeurent une cause majeure de dommages environnementaux réels et potentiels. Le tableau 3.1 présente, pour certains contaminants choisis, des estimations de la quantité totale de polluants produits au Canada du fait de l'exploitation et de la consommation de ressources énergétiques.

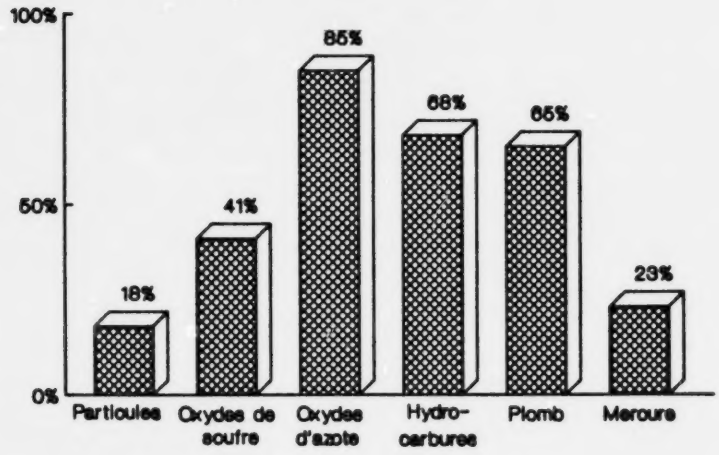
3.1 Conséquences écologiques et dangers liés aux cycles des ressources énergétiques

Diverses conséquences des cycles de ressources énergétiques ont retenu l'attention du public. L'extraction du charbon, de l'uranium et des sables pétrolifères peut perturber de vastes zones de terres qui pourraient servir à d'autres fins comme l'agriculture, l'exploitation forestière et les activités récréatives, ou être conservées à l'état naturel, comme habitat de la faune et zone de renouvellement général de l'écosystème. L'exploitation minière peut aussi contaminer gravement les réseaux hydrographiques, à moins que des mesures rigoureuses ne soient prises pour contenir les polluants. L'exploitation de l'énergie hydraulique de nos fleuves et rivières a entraîné la création d'immenses réservoirs modifiant de façon définitive l'écosystème

originel des régions touchées. Le forage de puits de pétrole et de gaz naturel présente des risques d'éruptions et de ruptures de pipelines susceptibles de mettre en danger des écosystèmes fragiles et la santé humaine.

Tableau 3.1

CONTAMINANTS PROVENANT DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE
(en p. cent de la pollution totale)



La transformation des ressources en formes énergétiques utilisables est une étape qui comporte aussi ses risques et ses conséquences environnementales. L'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité, le fonctionnement des véhicules de transport, l'alimentation des industries et le chauffage des immeubles produit des gaz de combustion, de la chaleur perdue ainsi que des déchets solides et liquides. Ce sont les gaz de combustion qui ont probablement retenu le plus l'attention. Les oxydes de carbone, d'azote et de soufre, les particules incomplètement brûlées et l'ozone, sont les principales sources du "smog" urbain, des pluies acides et de

"l'effet de serre" sur le climat global, autant de sujets de préoccupation du public à l'heure actuelle. Il en est de même des risques présumés d'exploitation des centrales nucléaires produisant de l'électricité. Si leur fonctionnement normal ne produit aucun gaz de combustion, la possibilité d'irradiation accidentelle préoccupe sérieusement la société. De plus, l'élimination à long terme et sans danger du combustible radioactif épuisé et de l'équipement usé du coeur des réacteurs demeure une question sans réponse, tant sur le plan technique que dans l'esprit du public.

La livraison de l'énergie comporte aussi des dangers pour l'environnement et la santé humaine. Les accidents survenus lors du transport océanique du pétrole brut par les superpétroliers ont contribué plus que toute autre catégorie de catastrophe à créer un climat d'inquiétude généralisé et à forcer la mise en oeuvre de mesures de protection de l'environnement. La sécurité peut également être compromise lors du transport et de la manipulation du gaz naturel liquéfié (GNL). Les oléoducs et les gazoducs ne sont pas à l'abri d'une rupture accidentelle pouvant compromettre la sécurité publique et la qualité de l'environnement. De plus, le public s'est récemment intéressé aux effets possibles des rayons électromagnétiques des lignes de transport d'électricité sur la santé humaine.

Les formes d'énergies renouvelables (éolienne, solaire, marémotrice, biomasse, hydrogène, recyclage des déchets) sont généralement considérées, intrinsèquement, moins polluantes que les systèmes sophistiqués plus traditionnels. Cependant, la plupart des énergies renouvelables ont concrètement un certain effet sur l'environnement. L'utilisation accrue du bois comme combustible pourrait, en cas de mauvaise gestion, engendrer des problèmes de déboisement et des émissions de gaz carbonique, d'hydrocarbures et de particules. Les projets d'énergie marémotrice risquent de perturber l'habitat des poissons et de porter préjudice aux ressources halieutiques. Les projets de "récupération de l'énergie des déchets", qui comportent l'incinération des déchets solides municipaux, peuvent produire de la chaleur utilisable et réduire considérablement le volume des déchets entassés dans des dépotoirs qui, eux-mêmes, constituent un danger de contamination des réseaux d'alimentation en eau. Cependant, il est possible que cette réduction de volume ne soit réalisée qu'au prix d'une augmentation d'émissions indésirables dans l'atmosphère et d'une libération de composés organiques

extrêmement toxiques comme les dioxines, à moins que ces substances ne soient délibérément contrôlées, à un certain coût. Ainsi, même si l'emploi d'énergies de substitution était possible à grande échelle, il n'éliminerait pas automatiquement les problèmes environnementaux liés à l'énergie; tout au plus remplacerait-on ceux que nous connaissons aujourd'hui par d'autres, de nature différente.

3.2 Santé, sécurité et qualité de l'environnement - Une interdépendance inévitable

L'exposé précédent catégorisait les dangers environnementaux de diverses façons : selon les étapes d'extraction, de transformation et de livraison de l'énergie; selon les zones d'air, d'eau et de terre qui sont contaminées; et enfin, selon les dangers possibles qui menacent la qualité de l'environnement, la santé humaine ou la sécurité. En fait, ces catégories ne sont pas clairement définies. À mesure que nos connaissances s'enrichissent sur les types de déchets susceptibles d'être nocifs et sur leur mode de propagation depuis leur source aux points d'exposition des organismes vivants, un certain nombre de liens se précisent. Les gaz de combustion peuvent contaminer les terres et l'eau de plusieurs façons. Dans les centrales thermiques au charbon, les monticules de cendres volantes à éliminer peuvent lessiver des substances toxiques dans les cours d'eau environnants. L'évaporation peut recycler et concentrer d'autres déchets toxiques dans la chaîne alimentaire.

L'interaction la plus importante est peut-être celle qui existe entre la qualité de notre environnement et la santé des êtres vivants qui y habitent. En effet, plus nous contaminerons l'habitat planétaire dont nous dépendons, plus sa capacité à assurer les nécessités de la vie sera réduite. Il arrive parfois que cette interdépendance soit masquée par le décalage entre la cause et l'effet de nombreux types de pollution. Nous reconnaissons facilement les contaminations les plus évidentes, par exemple les déversements d'hydrocarbures par les superpétroliers, qui polluent les rivages environnants, tuent les poissons et les oiseaux de mer et ne se dissipent qu'après une longue période. Une brumée mortelle a une incidence directe qui exige des contre-mesures immédiates. L'accident survenu au réacteur de Tchernobyl a tué plus de trente personnes au cours des premières semaines, a rendu inutilisables les produits agricoles des régions contaminées par les

retombées et a écarté toute possibilité de vie pour les hommes et la faune dans les zones les plus touchées pour de très nombreuses années à venir. Tous les incidents susmentionnés comportent des dangers de contamination qui, pour une large part, peuvent être mesurés et réduits par des mesures concrètes. Cependant, il se peut que la nature dangereuse de nombreux autres types de pollution, dont les pluies acides et l'effet de serre sont de bons exemples, ne devienne évidente qu'après plusieurs années. Ces contaminations sont sources d'incertitude quant au temps d'exposition ainsi qu'au nombre et à l'identité des personnes et des lieux exposés. Cette incertitude tend à affaiblir la détermination des citoyens et des gouvernements à lutter contre un danger environnemental particulier. Elle ne réduit pas la menace ultime qui pèse sur le bien-être de l'homme et qui découle de la poursuite de ses activités polluantes.

3.3 Gestion de la qualité de l'environnement dans le secteur de l'énergie au Canada

Le choix du mode de traitement des déchets générés au cours des diverses étapes de production et de consommation énergétiques est dicté par des conditions économiques, techniques et légales qui s'appliquent dans circonstances particulières. Par exemple, un service public d'électricité, qui doit se conformer à un règlement exigeant la réduction des émissions de gaz acides des centrales alimentées au charbon, peut choisir d'utiliser un combustible plus propre, d'éliminer les polluants des gaz de combustion ou de recourir à une combinaison des deux méthodes. Lorsqu'il n'existe pas de limite prescrite à une contamination particulière et que les pollueurs ne souffrent pas directement des conséquences économiques des dommages causés par leurs déchets, on choisit généralement une troisième solution : ne rien faire pour réduire la pollution.

Dans le contexte du libre marché, l'application du principe selon lequel les coûts économiques de la pollution environnementale seraient relayés aux responsables de celle-ci s'est révélée un échec quasi total, d'où l'adoption de lois et de règlements destinés à encourager le respect de normes environnementales. Au Canada, la responsabilité de la réglementation en matière d'environnement est partagée entre les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux et les utilisateurs des ressources liées à la terre, l'air ou l'eau et qui forment notre environnement. La gestion des ressources (y compris la qualité de l'environnement) et leur

utilisation relèvent avant tout de la compétence des provinces. La juridiction fédérale s'applique généralement aux questions transfrontalières, soit interprovinciales, soit internationales, à certaines zones particulières (par exemple au large des côtes) ou à certaines substances (par exemple, le nucléaire). L'optique canadienne au regard de la lutte contre la pollution en est d'abord une de prévention. Cette approche s'appuie sur le principe selon lequel la prévention est préférable à la prise de mesures fort onéreuses aux fins de réparer après coup les dommages causés à l'environnement et à la santé humaine.

Le secteur énergétique a été à l'origine de l'élaboration de règlements, de la création d'institutions et de la mise au point de techniques et de pratiques visant à minimiser les dangers qui menacent l'environnement, la santé et la sécurité. Le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, établi par décret en 1973, a traité de façon exhaustive des conséquences environnementales possibles de la construction d'un pipeline de gaz naturel dans le Nord canadien au milieu des années 70. Au Canada, tous les projets énergétiques prévoient maintenant, dès l'étape de la planification, des lignes directrices environnementales dans l'intérêt même des promoteurs de programmes et de l'environnement. La Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA) veille rigoureusement à ce que toutes les installations canadiennes du secteur nucléaire, des mines d'uranium aux centrales, soient conçues et exploitées de façon à minimiser les risques pour l'environnement, les travailleurs et le public. Environnement Canada continue à financer des recherches scientifiques, à diffuser de l'information ainsi qu'à aider les utilisateurs de ressources environnementales à réduire les répercussions sur le milieu et à préserver d'une façon générale notre patrimoine naturel.

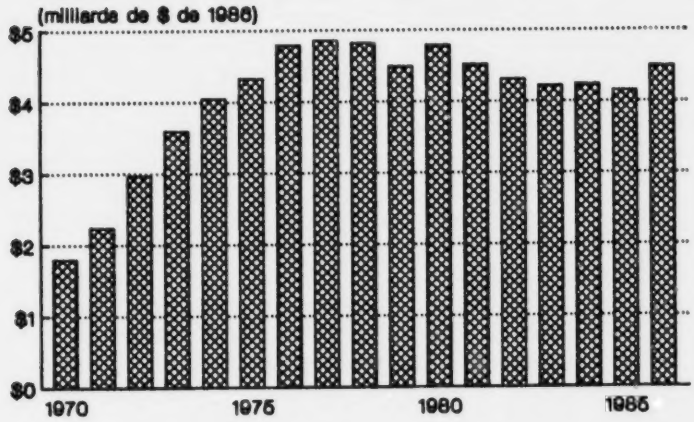
3.4 Progrès en matière de réduction de la pollution

La sensibilisation du public à la protection de l'environnement, au cours des années 60, a mis carrément la question à l'ordre du jour des programmes politiques des gouvernements fédéral et provinciaux. Des règlements et des normes de protection de l'environnement ont acquis le statut de loi et on a créé des ministères de l'environnement pour protéger le milieu naturel. Avec l'amélioration constante de nos connaissances des sources et des types de pollution graves, on a intensifié la

recherche afin de mettre au point des techniques et des méthodes d'exploitation permettant de minimiser la pollution à toutes les étapes du cycle des ressources énergétiques. Les gouvernements locaux, provinciaux et fédéral consacrent, chaque année, 4 à 5 milliards de dollars aux programmes environnementaux (depuis le traitement de l'eau potable à la réglementation, en passant par l'élimination et le traitement des déchets municipaux et industriels) et à la recherche scientifique (voir tableau 3.2). L'industrie dépense également plusieurs centaines de millions de dollars chaque année pour se conformer aux normes de qualité environnementale.

Tableau 3.2

PROGRAMMES ENVIRONNEMENTAUX
TOUS LES PALIERS DE GOUVERNEMENT
CANADA,1970-1986



Un certain nombre de pratiques et de types d'équipement ont été mis au point pour réduire la pollution liée à l'énergie. Les pratiques de remise en état des terres après l'exploitation de mines à ciel ouvert sont bien connues et efficaces. Les méthodes d'extraction des sables pétrolifères sont conçues de

manière à respecter les normes environnementales. Le mélange de types de charbons plus propres aux approvisionnements en combustible des services publics d'électricité et le nettoyage physique et chimique du charbon ont démontré leur efficacité à réduire la pollution avant la combustion. Les processus de brûlage eux-mêmes, comme la combustion en lit fluidisé pour le charbon, laissent entrevoir une réduction notable des contaminants contenus dans les gaz de combustion des services publics et des industries du secteur de l'électricité. Le lavage des gaz de combustion au moyen d'épurateurs, de filtres et d'électrofiltres contribue aussi à réduire activement les émissions de gaz acides qui accompagnent le brûlage des combustibles fossiles. L'utilisation de réacteurs nucléaires pour générer de l'électricité en Ontario et au Nouveau-Brunswick a permis de contrer les émissions de gaz acides malgré l'expansion des systèmes de production d'électricité.

Actuellement, on met au point des méthodes de gestion directe des déchets dans le secteur de la production et de la consommation d'énergie. Les industries et les services publics d'électricité, qui brûlent des combustibles fossiles, recueillent de façon courante les déchets de combustion, les stabilisent et les neutralisent à peu près complètement. La recherche sur l'élimination sûre et à long terme des déchets nucléaires se poursuit. Peu à peu, on établit une technologie et des méthodes efficaces de combustion des déchets solides. Au lieu d'enfouir tous ces déchets dans les dépotoirs, on en brûle une certaine quantité, réduisant ainsi considérablement leur volume (jusqu'à 95 %) et on en extrait de la chaleur pour chauffer les immeubles, alimenter les industries et produire de l'électricité. La valeur économique de ce sous-produit calorifique aide à compenser le coût de cette nouvelle option de gestion des déchets, d'où sa compétitivité avec les dépotoirs dans des régions où ceux-ci deviennent de plus en plus rares et assez coûteux. La technologie existante peut réduire les émissions de gaz et stabiliser les substances toxiques dans les déchets solides de combustion de façon acceptable des points de vue environnement et santé.

Dans le secteur du transport, la réglementation plus sévère des émissions de gaz d'hydrocarbures, d'oxyde d'azote et de monoxyde de carbone a été la principale contribution à la lutte contre la pollution de l'environnement. Ces normes plus rigoureuses ont amené la mise au point d'essences et d'additifs antidétonants sans plomb dont l'usage est maintenant fort répandu.

Les investissements et les pratiques dans le secteur des économies d'énergie ainsi que la réorientation de l'économie canadienne vers des activités "moins énergivores" ont aussi largement contribué à atténuer les dommages environnementaux. Les niveaux de production et de consommation d'énergie, et de là, la production de déchets, ont donc été maintenus au-dessous de ceux qui, autrement, auraient été atteints. D'autres avantages ont été obtenus grâce a un meilleur rendement énergétique résultant de la combustion plus complète des carburants produisant moins de déchets.

Ces efforts commencent à porter fruit, particulièrement en ce qui concerne les polluants liés à la consommation des combustibles fossiles. Les émissions totales d'anhydride sulfureux, au Canada, ont baissé d'environ 30 % depuis 1965. L'émission d'autres contaminants comme les particules, les oxydes d'azote et le plomb a été également diminué. Le gaz carbonique et l'ozone sont les principaux contaminants dont la concentration continue d'augmenter.

3.5 Le défi énergétique

Les progrès accomplis jusqu'à présent pour rendre la production et la consommation de l'énergie plus propres, plus efficaces et sans danger sont encourageants. Toutefois, il reste encore beaucoup à faire si l'on veut prévenir des dommages environnementaux cumulatifs à plus long terme et éviter que les processus destructeurs déjà amorcés ne deviennent irréversibles. Des améliorations majeures doivent être apportées sur de nombreux fronts si l'on veut rétablir la qualité de l'environnement. Nul ne saurait nier l'urgence de mieux comprendre les causes et les effets de la pollution et les moyens de la prévenir. Le véritable défi à relever dans le secteur de l'énergie au Canada n'est pas simplement de reconnaître ce qu'il y a à faire, mais de choisir d'employer les procédés, les techniques et les matériaux qui minimisent les coûts économiques et environnementaux liés à la prestation de tous les types de services énergétiques.

Les économies d'énergie pourraient contribuer à modérer, et peut-être à réduire, les besoins de la société en énergie et la production des déchets connexes. De plus, la société pourrait choisir de satisfaire ses besoins en nouveaux approvisionnements d'énergie en adoptant des solutions qui minimisent les dégâts environnementaux. Dans certaines régions du pays,

des utilisations données des énergies renouvelables et des modèles énergétiques relativement décentralisés auront sans doute un rôle à jouer. Dans d'autres régions, et dans des applications différentes, le recours à des options énergétiques plus traditionnelles respectant l'environnement sera probablement la solution la plus raisonnable. L'établissement de mesures et de moyens sûrs afin d'éviter les dommages causés par la pollution sera particulièrement crucial à mesure que l'exploration et la mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz se poursuivront les régions pionnières et au large des côtes, là où les conditions d'exploitation peuvent être hostiles et où les écosystèmes sont extrêmement fragiles. Les sommes affectées par les secteurs public et privé à la recherche, au développement et à la démonstration de techniques et de procédés plus propres favoriseront le rétablissement d'un environnement naturel plus sain ainsi que la mise sur pied d'une industrie innovatrice se préoccupant de la protection de l'environnement.

La demande d'énergie découle des besoins et des attentes vis-à-vis certains services: chauffage, climatisation, éclairage, transport,etc. Les choix de la société dans de nombreux domaines qui n'ont rien à voir avec l'énergie, comme le logement, les véhicules, les produits de consommation, les aliments, influent sur la production des déchets liés à l'énergie. Les problèmes environnementaux posés par la production et la consommation d'énergie, et leurs solutions, dépendent étroitement des choix de la société dans son ensemble.

La difficulté à la fois la plus générale et la plus sérieuse que pose le défi énergétique est peut-être l'envergure internationale des préoccupations environnementales liées à la production et à la consommation d'énergie. Les pluies acides, l'effet climatique à long terme de la concentration croissante du gaz carbonique, la sécurité des centrales nucléaires et la destruction de la couche d'ozone sont des problèmes environnementaux et de santé que toutes les nations ont en commun. La capacité de la planète à entretenir la vie dépend de la capacité même de la société à résoudre de façon satisfaisante ces questions et d'autres encore. La coopération entre tous les pays, industrialisés ou en voie de développement, pollueurs ou victimes de contamination, est cruciale si l'on veut relever le défi de façon à retirer des avantages économiques et environnementaux de l'exploitation des ressources énergétiques.

4.0 La sécurité énergétique

Le débat sur la sécurité énergétique, tant au Canada qu'à l'étranger, porte principalement sur la disponibilité et le prix des approvisionnements pétroliers. En dépit de progrès considérables dans la réduction de la dépendance à l'égard du pétrole comme source énergétique, les grands pays industrialisés sont fortement tributaires du pétrole. Le pétrole reste la source d'énergie la plus importante au Canada et sa part dans la consommation totale d'énergie est d'environ 40% (elle était de 56% en 1973). Il s'agit également de la principale importation énergétique du Canada.

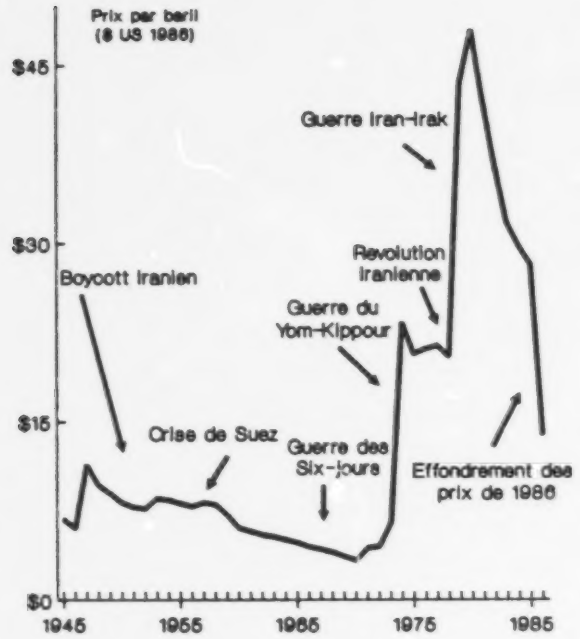
La sécurité des approvisionnements est liée aux réserves disponibles et aux chocs des prix. Dans le premier cas, les Canadiens peuvent prétendre à la sécurité des approvisionnements pétroliers s'ils ont l'assurance que, dans une situation d'urgence, ils pourront obtenir le pétrole dont ils ont besoin pour maintenir leur activité économique, leur confort et leur mobilité à un niveau acceptable. Quant aux effets des prix, la sécurité des approvisionnements pétroliers consiste à protéger l'économie contre les flambées des prix de cette ressource (et de ses proches substituts), lesquels, dans le passé, ont transformé radicalement les conditions des échanges commerciaux et réduit le revenu national.

Depuis 1950, il y a eu six réductions importantes des approvisionnements pétroliers mondiaux, toutes tirant leur origine du Moyen-Orient (voir le tableau 4.1). La plupart ont été de courte durée, se résorbant en l'espace d'un à six mois. Trois d'entre elles ont eu peu de conséquences sur l'économie des pays consommateurs, les hausses de prix ayant été somme toute assez faibles, surtout parce qu'il y avait sur le marché mondial du pétrole une capacité excédentaire suffisante pour combler les pertes d'approvisionnement. La crise du canal de Suez, en 1956, a causé des difficultés en Europe. Toutefois, les interruptions de 1973 et de 1979, ont eu des effets plus généralisés du fait surtout de l'escalade du prix du pétrole, ce qui a contribué au déclenchement de récessions économiques majeures dans une grande partie du monde.

Une interruption des approvisionnements mondiaux en pétrole risque de se reproduire à tout moment comme en témoignent les tensions actuelles dans le Golfe. Dans les conditions actuelles du marché, seule une réduction

Tableau 4.1

PRIX REEL DU PETROLE, 1945-1986



beaucoup plus importante que celles que nous avons connues par le passé pourrait probablement causer des difficultés appréciables ou durables aux consommateurs. La part de la production mondiale attribuable à des pays non membres de l'OPEP, qui a augmenté radicalement par suite des chocs des prix pétroliers, est beaucoup plus importante aujourd'hui qu'elle ne l'était dans les années 70. La capacité excédentaire mondiale est de

l'ordre de 9,3 millions de barils par jour, soit l'équivalent de 16 % de la consommation mondiale de pétrole et de 27 % de la consommation des pays industrialisés occidentaux. Ainsi, même une réduction considérable des livraisons serait probablement vite contrebalancée par le recours à d'autres sources, bien qu'il existe toujours le risque à court terme d'une flambée des prix nourrie par la peur et la spéculation.

Si, à moyen ou à long terme, les prix de pétrole demeuraient faibles pendant une longue période, la production des pays non membres de l'OPEP s'en trouverait réduite, de sorte que les mesures d'économie et de remplacement du pétrole ne s'imposeraient plus avec la même force; le marché du pétrole se retrouveraient plus avec une situation de forte dépendance vis-à-vis des régions productrices où le climat risque à tout moment de se détériorer. D'ici le milieu des années 90, une réduction des approvisionnements mondiaux en pétrole pourrait engendrer de nouveau des pénuries et des flambées des prix plus persistantes. Les dommages causés ne seraient peut-être pas aussi lourds que dans les années 70, étant donné que le pétrole n'occupe pas une place aussi importante sur les marchés énergétiques, que les pays peuvent maintenant passer d'une source d'énergie à une autre avec plus de souplesse et que de nombreux gouvernements ont établi des plans de restriction de la demande ou encore ont constitué des réserves pétrolières en cas d'urgence. De même, il est moins probable que les producteurs de l'OPEP considèrent des prix très élevés comme un atout à long terme.

4.1 La sécurité énergétique au Canada

Au chapitre des richesses énergétiques, le Canada est vraiment privilégié par rapport à d'autres pays industrialisés. De plus, lorsque s'est amorcée la chute des prix du pétrole, notre pays se trouvait en position de force puisqu'il était devenu un exportateur net de pétrole en 1983. Il n'y a pas si longtemps, en 1981, le Canada était un importateur net de pétrole brut, à raison de 350 000 barils par jour. Si l'on considère uniquement le brut léger et moyen, les importations nettes étaient encore plus considérables, atteignant 510 000 barils par jour. Or, on a assisté à un renversement de la situation, au cours des années 80, renversement suscité par les réactions des producteurs et des consommateurs à la hausse des prix du pétrole. C'est ainsi qu'en 1986, le Canada était un exportateur net de 225 000 barils par jour de pétrole brut même si, en ce qui concerne le brut

léger et moyen, il était un importateur net de 100 000 barils par jour. C'est peu comparativement à notre consommation totale de pétrole, qui se chiffrait à environ 1,5 million de barils par jour en 1986.

Dans son rapport "L'énergie au Canada, Offre et demande 1985 - 2005", publié en octobre 1986, l'Office national de l'énergie présente les résultats d'un examen approfondi des perspectives énergétiques du Canada, examens qu'il a effectué après l'effondrement des prix du pétrole. Dans son scénario de prix élevés*, le Canada demeurerait un exportateur net de brut au-delà de 2005, tandis que dans le scénario de prix bas*, il deviendrait un importateur net de brut dès 1989 (voir tableau 4.2). Dans les deux cas, le Canada continuerait d'importer davantage de pétrole brut léger et moyen qu'il n'en exporte, vu l'épuisement des réserves des régions productrices de pétrole classique dans l'ouest canadien. Tout dépendant des futurs prix, on prévoit que les importations nettes de brut léger et moyen se situeront entre 465 000 et 585 000 barils par jour d'ici 1995 (36 à 43 % de la demande projetée), et entre 370 000 et 750 000 barils par jour en l'an 2000 (28 à 54 % de la demande projetée). Dans l'hypothèse de prix élevés, le Canada produirait beaucoup de brut léger et moyen dans les régions pionnières d'ici la fin des années 90, et beaucoup plus de brut lourd qu'il n'en extrait actuellement. Cependant, on prévoit que la capacité du Canada de valoriser le brut lourd pour en tirer les produits pétroliers plus légers recherchés par les consommateurs (essence et mazout de chauffe) demeurera somme toute assez limitée.

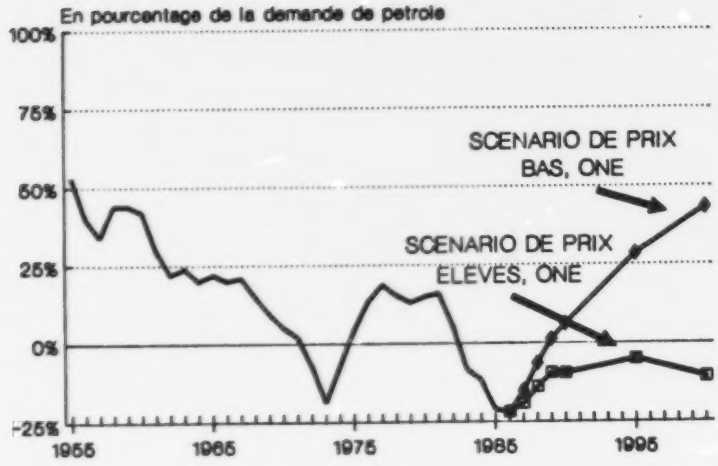
En 1986, la région de l'Atlantique importait 99 % de sa consommation de pétrole et le Québec 60 %. Dans l'hypothèse de prix bas, ces deux régions achèteraient à l'étranger la quasi-totalité du pétrole nécessaire vers le milieu des années 90; l'Ontario compterait sur les importations pour satisfaire 56 % de ses besoins en pétrole vers l'an 2000. Si les prix étaient

---

* Dans le scénario de prix élevés, on présume que le prix du baril atteindra 27 $ US (de 1986) d'ici 1995 et qu'il demeurera inchangé jusqu'en 2005. Dans le scénario de prix bas, on présume que le prix du baril atteindra 18 $ US (de 1986) d'ici 1995 et qu'il demeurera inchangé jusqu'en 2005.

Tableau 4.2

IMPORTATIONS NETTES DE PETROLE BRUT
CANADA , 1955 - 2000



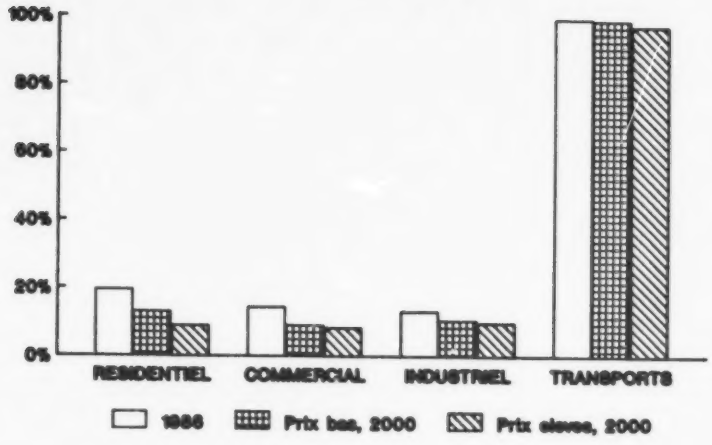
élevés, le Québec continuerait de compter à peu près exclusivement sur les importations après 1995, mais la région de l'Atlantique n'importerait en l'an 2000 que 29 % du pétrole dont elle aurait besoin et l'Ontario 9 %, à supposer que les gisements de la côte est et de la mer de Beaufort soient en exploitation. Dans les deux scénarios de l'ONE, le secteur des transports accaparera en l'an 2000 près des deux tiers de la consommation totale de pétole et les provisions de l'Atlantique continueront à utiliser davantage de pétrole dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel que les autres régions du Canada (voir tableaux 4.3 et 4.4).

Les scénarios de l'ONE prévoient une fourchette de prix possibles dans les années 90 et au début du siècle prochain. Il est évident que les prévisions de l'évolution des prix à long terme sont constamment révisées à la lumière de la conjoncture mondiale et des

nouvelles données qui parviennent aux analystes. De nombreuses études récentes ont cependant conclu que le scénario de prix élevés de l'ONE était plus plausible que celui de prix bas. D'après bon nombre de prévisions, le prix réel du pétrole graviterait autour de 25 $ le baril au milieu des années 90 et pourrait même dépasser 30 $ à la fin de la prochaine décennie. Il n'est donc pas évident que le Canada deviendra un gros importateur de pétrole compte tenu de ses antécédents ou comparativement à d'autres pays industrialisés.

Tableau 4.3

VARIATION DE LA DEPENDANCE A L'EGARD DU PETROLE, PAR SECTEUR, CANADA 1986-2000

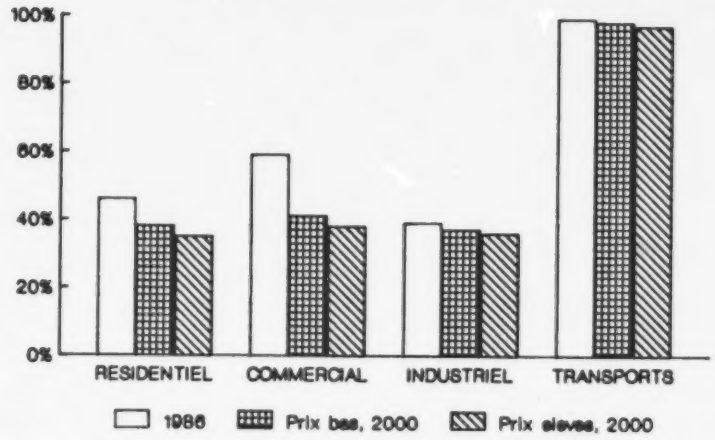


4.2 Mesures existantes pour assurer la sécurité des approvisionnements

Il y a deux types de moyens que peut prendre le Canada pour assurer la sécurité de ses approvisionnements. On distingue les mesures d'intervention intérieures, celles que le Canada peut prendre seul, et les mesures d'intervention

Tableau 4.4

VARIATION DE LA DEPENDANCE A L'EGARD DU PETROLE, PAR SECTEUR,ATLANTIQUE CANADIEN 1986 - 2000



internationales que le Canada peut adopter en collaboration avec ses partenaires commerciaux. Comme le Canada détient une part relativement faible de la consommation et de la production mondiales du pétrole, il ne peut, à lui seul, prévenir une restriction mondiale des approvisionnements ou atténuer la flambée des prix qui en découle.

Le Canada peut réagir de plusieurs façons en cas de réduction des importations de pétrole. Une relance de la production dans le secteur de l'approvisionnement de base et le recours aux combustibles de remplacement dans le secteur industriel pourraient contrebalancer une réduction des importations équivalente à 5 % de la consommation de pétrole. Il est possible que des mesures de restriction volontaire réduisent la demande de 3 à 4 %. Il se peut aussi qu'il y ait une certaine baisse des réserves individuelles. En situation d'urgence, le

gouvernement du Canada pourrait mettre en oeuvre une politique de répartition et de rationnement. À leur tour, les gouvernements provinciaux pourraient restreindre l'emploi du pétrole.

Le Canada est également un membre fondateur de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), créée en novembre 1974. L'AIE exige de ses membres qu'ils maintiennent des réserves d'urgence équivalentes à 90 jours d'importations nettes de pétrole (actuellement, cette exigence ne s'applique pas au Canada étant donné que le pays est exportateur net de pétrole). Le Système de répartition du pétrole en cas d'urgence est une caractéristique majeure de l'AIE; ce système peut être mis en application lorsqu'un pays membre ou plusieurs subissent une réduction des approvisionnements pétroliers normaux équivalente à 7 % ou plus de la consommation finale. La répartition du pétrole comporte un partage des réserves existantes à l'intérieur du groupe de l'AIE. On exige que chaque pays membre limite la demande de pétrole de 7 % et (ou) utilise ses réserves d'urgence. Les approvisionnements de pétrole constitués par le biais de ces mesures sont ensuite partagés entre les pays membres. En cas d'une réduction de l'approvisionnement de 12 %, le même protocole s'appliquerait, sauf que la demande serait limitée dans la mesure de 10 %. En situation d'urgence, le Canada serait engagé dans un "partage" net étant donné que la plupart des autres pays membres de l'AIE ne sont pas de gros producteurs de pétrole et ressentiraient donc plus durement que le Canada les effets d'une réduction des approvisionnements mondiaux. Ainsi, le Canada serait sans doute tenu non seulement de maintenir ses exportations vers les autres pays membres de l'AIE, mais encore de les augmenter.

La réduction des approvisionnements pétroliers de 1979 a démontré que la flambée des prix pouvait causer d'énormes dommages économiques, même si la diminution des approvisionnements n'était pas suffisante pour déclencher le Système de répartition du pétrole en cas d'urgence de l'AIE. Selon une décision du conseil d'administration de l'AIE prise en juillet 1984, tous les pays membres doivent engager une action collective et coordonnée pour stabiliser les marchés en cas de situation d'urgence "pressentie". Les gouvernements peuvent choisir parmi diverses mesures complémentaires dont le recours aux stocks d'urgence, l'imposition de mesures de restriction de la demande, la relance de la production et le recours à des combustibles de substitution. L'AIE élabore actuellement un protocole de mesures coordonnées d'intervention d'urgence (MCIU) en vue de mettre en application la décision de juillet 1984. Ce protocole sera mis à l'épreuve au début de 1988.

Bien que l'AIE consacre une grande partie de son temps à se préparer dans l'éventualité d'une situation d'urgence, l'adoption de principes communs de politique énergétique, dès les premières années de l'existence de l'organisation, a permis aux pays membres de réduire efficacement leur dépendance à l'égard du pétrole, et ce, grâce à des mesures comme le remplacement du pétrole par d'autres sources énergétiques, la participation aux initiatives collectives en recherche et développement, des efforts concertés en vue d'une politique d'économies d'énergie et d'accroissement de la production canadienne de pétrole et d'autres formes d'énergie comme le gaz, le charbon, l'énergie nucléaire et l'hydro-électricité.

Depuis 1973, les prix élevés de l'énergie et les politiques concertées des gouvernements ont amené les pays membres de l'AIE à réduire leurs besoins en pétrole provenant de sources extérieures de 23,7 millions de barils par jour (63 % de leur consommation) à 14,9 millions de barils par jour (46 % de leur consommation) en 1985. Cette politique a réduit la vulnérabilité des pays de l'AIE à une baisse des approvisionnements pétroliers et a entraîné une forte capacité de production excédentaire, qui a précipité la chute des prix du pétrole.

4.3 Possibilités d'amélioration de la sécurité des approvisionnements

Il y a deux types de moyens d'action que peut prendre le Canada pour accroître la sécurité de ses approvisionnements: d'une part, des mesures d'urgence (en plus du recours possible aux mesures de répartition et de rationnement) pour faire face à une restriction et, d'autre part, des mesures pour réduire les importations de pétrole ou limiter la partie des importations menacées d'une restriction.

Mesures d'urgence

1) Réglementation du prix du pétrole

Une flambée des prix peut influer sur l'économie canadienne de deux façons, soit par des effets directs provoqués par l'escalade du prix du pétrole canadien (en plus des augmentations connexes des prix des combustibles concurrentiels), soit par des effets commerciaux engendrés par la hausse du prix de nos exportations et de nos

importations énergétiques ainsi que par la demande réduite pour tous les biens et services canadiens dans les pays de nos partenaires commerciaux dont l'économie connaît une période de récession. Le contrôle des prix ne s'attaquerait qu'aux effets directs de la flambée des prix. Cette mesure ne protégerait pas le Canada contre des effets commerciaux préjudiciables. Le contrôle des prix n'a pas empêché le Canada de subir l'inflation et les récessions mondiales qui ont suivi les chocs des prix de 1973 et de 1979.

2) Approvisionnements pétroliers en cas d'urgence

Presque toutes les réserves pétrolières au Canada appartiennent à des sociétés privées. En termes de jours de consommation, les réserves canadiennes sont quelque peu inférieures à celles de la plupart des autres pays membres de l'AIE, y compris d'autres pays exportateurs de pétrole comme le Royaume-Uni et la Norvège. Le Japon et la plupart des pays européens de l'OCDE exigent que les compagnies pétrolières maintiennent des réserves de pétrole équivalentes à 90 jours ou plus de ventes. Au Canada, il n'est pas certain que le gouvernement fédéral ait le droit de réquisitionner les réserves des compagnies autrement qu'en cas d'urgence.

Un certain nombre de pays ont établi des stocks gouvernementaux, notamment les États-Unis, l'Allemagne et le Japon. Au Canada, ces réserves pourraient être situées près du Québec et des provinces de l'Atlantique, qui sont les régions les plus vulnérables en cas de réduction des approvisionnements.

Les réserves d'urgence peuvent constituer un instrument efficace pour accélérer et simplifier les questions administratives et éviter les effets indésirables de répartition et de participation équitable. En outre, elles semblent très appropriées comme contre-mesures aux types de réductions soudaines mais brèves qui sont survenues dans le passé. L'accumulation de réserves peut exiger un investissement considérable antérieurement à la situation d'urgence et pourrait être inefficace si la pénurie est grave et prolongée.

3) Le maintien d'une capacité de production de réserve

Dans un environnement axé sur le marché, les compagnies produisent à un niveau voisin de leur capacité maximale. Néanmoins, il existe un certain potentiel à court terme permettant d'augmenter la production, potentiel que l'on estime actuellement à environ 50 000 barils par jour de pétrole brut léger et moyen. Théoriquement, les gouvernements pourraient créer une capacité additionnelle de relance de production, applicable dans une situation d'urgence, en limitant la production des champs pétrolifères en exploitation. Cependant, le gouvernement du Canada n'a pas le mandat direct lui permettant d'ordonner aux producteurs de fermer un certain nombre de leurs puits. Étant donné que seulement une fraction des réserves dans le sol peut être extraite à un moment donné, l'établissement d'une capacité significative d'intervention en cas d'urgence nécessiterait le maintien dans les gisements d'un très grand nombre de barils de brut potentiel. Par exemple, si une capacité de relance additionnelle de 100 000 barils par jour était requise, il faudrait garder dans le sol 365 millions de barils.

4) Amélioration de la capacité pluricombustible

Dans l'éventualité d'une réduction des approvisionnements pétroliers, les utilisateurs de cette source énergétique possédant une capacité pluricombustible pourraient passer du pétrole à une énergie de substitution. Bien que cette capacité de substitution soit actuellement limitée aux secteurs résidentiel et des transports, certaines entreprises industrielles et commerciales possèdent des installations leur permettant de remplacer rapidement une source énergétique par une autre, généralement en moins de cinq jours. Au Canada, la capacité existante de remplacement du pétrole est équivalente à environ 20 000 barils par jour, dont la majeure partie est située en Ontario et au Québec, le gaz naturel constituant le principal combustible de substitution.

Bien qu'une capacité pluricombustible accrue puisse favoriser l'établissement de marchés énergétiques plus rentables, son utilité en situation d'urgence pourrait dépendre de deux facteurs: l'importance de la consommation de

pétrole, au moment de l'urgence, par ceux qui possèdent cette capacité pluricombustible, et l'existence d'une production excédentaire et d'un système de transport du combustible de substitution. Cette option est considérablement restreinte dans les provinces de l'Atlantique, en raison d'un manque d'accès au gaz naturel.

5) Déroutement des exportations en vue de l'alimentation d'autres marchés

Le Canada a réagi à la crise du pétrole de 1973 en imposant une taxe sur les exportations de pétrole, suivie d'une élimination progressive de ces dernières. En outre, si la réduction des approvisionnements mondiaux de pétrole était suffisamment importante pour déclencher le Système de répartition du pétrole en cas d'urgence, le Canada serait probablement obligé d'augmenter ses exportations de pétrole. Même si le Canada n'avait pas d'obligations internationales à respecter à ce chapitre, il ne pourrait pas substituer directement aux importations une grande partie de ses exportations. Les raffineries de l'est canadien, qui sont les principales utilisatrices du pétrole importé, ont une capacité limitée pour traiter les bruts lourd et synthétique qui constituent une proportion croissante des exportations canadiennes de pétrole.

Mesures fondamentales

En plus des mesures d'urgence, le Canada pourrait envisager des changements plus fondamentaux visant à modifier les modes de consommation, de production et de commerce énergétiques afin de réduire sa vunérabilité à une réduction des approvisionnements. Les gouvernements pourraient promouvoir les changements souhaités par divers instruments: subventions, mesures de taxation et appui à la recherche et au développement.

1) Réduction des importations de pétrole

Les importations de pétrole pourraient être réduites en améliorant les approvisionnements pétroliers intérieurs, en conservant le pétrole ou en lui substituant d'autres sources énergétiques. Il existe un certain nombre d'obstacles qui pourraient se dresser contre une tendance visant à réduire la demande de pétrole et à améliorer l'approvisionnement au Canada.

- La demande pour toutes les formes d'énergie, y compris le pétrole, augmentera à cause de la croissance économique et des changements démographiques.

- Il est probable que le Canada a déjà extrait le pétrole le plus économique des régions classiques de production dans l'ouest canadien. La découverte de nouvelles réserves de pétrole est de plus en plus difficile et coûteuse.

- On a déjà exploité un bon nombre des possibilités les plus économiques de substitution et d'économie.

- Il y a des obstacles majeurs de nature économique et technologique à la substitution dans le secteur des transports, qui maintient une dépendance à peu près totale à l'égard du pétrole.

- Le remplacement du pétrole est une option limitée dans la région de l'Atlantique canadien parce que le gaz naturel n'est pas accessible à l'heure actuelle et que l'électricité est coûteuse.

Ainsi, ce n'est qu'au prix de dépenses et d'efforts considérables de la part du gouvernement que les importations de pétrole pourront être réduites de façon appréciable et soutenue, particulièrement si les prix du pétrole demeurent inchangés. En outre, les mesures de substitution, d'économie et d'amélioration de l'approvisionnement pétrolier n'amènent pas toujours une réduction des achats chez les fournisseurs instables et, par conséquent, un accroissement de la sécurité énergétique. Ces mesures pourraient plutôt conduire à une augmentation des exportations ou à une diminution des achats de pétrole qui ne feront probablement pas l'objet d'une restriction.

2) Diversification des importations

Certaines importations sont plus menacées que d'autres par une interruption sans avertissement. Les achats effectués au Moyen-Orient sont les moins sûrs étant donné le climat politique instable dans cette partie du monde, et le fait que les pays de cette région ont déjà tenté, dans le passé,

d'utiliser les exportations de pétrole comme une arme politique (par ex., les embargos de 1967 et de 1973). Le Canada ne dépend pas fortement à l'heure actuelle des réserves du Moyen-Orient, mais les proportions de nos diverses importations pourraient être très différentes dans dix ans.

La diversification des importations ne contribuera pas nécessairement à améliorer la sécurité pétrolière. Le marché mondial du pétrole est si intégré et à si court terme par nature que les modes d'achat avant la crise pourraient perdre toute signification. Même si le Canada était en mesure d'éviter une réduction des importations de pétrole en s'approvisionnant chez des fournisseurs étrangers "sûrs", il serait quand même tenu de réduire ses importations ou d'augmenter ses exportations, et de partager ses réserves pétrolières avec d'autres pays membres de l'AIE, conformément au Système de répartition du pétrole en cas d'urgence.

Le Canada peut mettre à exécution certaines de ces options (recours aux stocks de réserve, valorisation de la capacité pluricombustible, réduction des importations) par des mesures d'intervention qu'il peut prendre seul ou en collaboration avec ses partenaires commerciaux. Le document de travail d'EMR, intitulé La sécurité énergétique au Canada, que l'on peut obtenir sur demande, présente une étude détaillée des options susmentionnées.

5.0 La participation et le contrôle canadiens dans le secteur énergétique

5.1 Participation et contrôle

Les Canadiens ont toujours été préoccupés par l'importance de la domination étrangère dans les industries énergétiques stratégiques du pays. Le degré de cette domination et, par conséquent, le degré de participation canadienne, est jugé d'après le taux de participation et de contrôle canadiens et étrangers dans ces industries.

La participation et le contrôle servent à mesurer différents aspects de la structure des sociétés. La participation est une mesure de la part d'intérêts détenus, soit directement, soit indirectement (intermédiaires) par des résidents canadiens ou étrangers. Si le gouvernement tient surtout à s'assurer que les revenus découlant de cette participation (comme les paiements de dividendes en période de haute rentabilité) reviennent aux Canadiens, la politique la plus appropriée consiste à encourager la participation canadienne.

D'autre part, le contrôle indique la proportion de décisions prises par des intérêts étrangers et canadiens proportion déterminée par la part de valeurs à participation et la composition du conseil d'administration. Une politique de contrôle serait donc préférable si l'on vise surtout à influer sur le comportement des sociétés. Une entité est en général considérée comme contrôlée par des Canadiens si plus de 50 pour cent de ses actions assorties de droit de vote sont détenues par des résidents canadiens. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche assez importante d'actions dans une compagnie est détenue par des résidents canadiens et que le reste est constitué d'actions de sociétés ouvertes, une entité peut réellement être contrôlée par des Canadiens même si plus de 50 pour cent des actions donnant droit de vote sont détenues par des résidents étrangers.

5.2 Objectifs de la politique gouvernementale concernant la participation et le contrôle dans le secteur énergétique

Face à la crainte d'une domination étrangère, plusieurs gouvernements successifs ont établi des objectifs sur l'importance de la participation et du contrôle canadiens dans le secteur énergétique. La

politique varie quelque peu d'une industrie à l'autre, reflétant la nature diversifiée de chacune et leur part traditionnelle de participation canadienne.

a) Pétrole

L'objectif global du gouvernement dans l'industrie pétrolière est de promouvoir un taux de participation canadien de 50 pour cent dans le secteur de la production du pétrole et du gaz. En supposant que les terres pionnières soient surtout mises en valeur dans le contexte de grands projets, il existe un objectif additionnel visant à assurer pour chaque projet dans les régions pionnières une participation canadienne de 50 pour cent à l'étape de la production.

b) Uranium

La politique existante du gouvernement dans l'industrie de l'uranium vise à s'assurer que les nouvelles mines d'uranium au Canada appartiennent à des intérêts canadiens dans une proportion d'au moins 50 pour cent (de préférence 67 p. cent) à l'étape de la production. On accepterait un niveau minimum de 50 pour cent à la seule condition que le projet soit contrôlé par des intérêts canadiens s'il était démontré que ce dernier présente des avantages certains pour le Canada. Dans tous les autres cas, la participation canadienne doit atteindre 67 pour cent.

c) Charbon

Dans le secteur du charbon, la politique gouvernementale a pour objectif de maintenir un contrôle canadien d'au moins 50 pour cent de l'industrie.

5.3. Niveaux actuels de la participation et du contrôle canadiens

a) Pétrole

Traditionnellement, l'industrie du pétrole et du gaz a été dominée par des intérêts étrangers. En 1957, 75 pour cent des réserves prouvées de pétrole dans l'ouest du Canada étaient contrôlées par six des principales compagnies internationales. En 1979, les Canadiens ne recevaient qu'environ

28,5 pour cent des recettes provenant de la production de pétrole et de gaz, et n'en contrôlaient qu'environ 20,5 pour cent. La participation et le contrôle canadiens de l'industrie ont augmenté de façon appréciable depuis 1979, atteignant respectivement 47,7 et 48,8 pour cent en 1986 (voir tableau 5.1).

Tableau 5.1

L'augmentation de la participation et du contrôle canadiens au cours de la dernière décennie a été en grande partie le résultat d'une combinaison de facteurs dont la création de sociétés d'État, des prises de contrôle et la croissance plus rapide des petites compagnies comportant un taux de participation canadienne plus élevé. Le mode de participation dans l'industrie a commencé à changer au milieu des années 70 avec la création d'un certain nombre de sociétés d'État dont

Petro-Canada, CDC Oil and Gas (maintenant Canterra), Alberta Energy Corporation et Saskatchewan Oil and Gas. Ces companies, ainsi que des sociétés du secteur privé canadien, ont entrepris d'acquérir un certain nombre de compagnies contrôlées par des intérets étrangers, contribuant ainsi à l'expansion du segment canadien de l'industrie.

Petro-Canada a fait trois acquisitions majeures, soit celles d'Atlantic Richfield, de Pacific Petroleum et de Petrofina, qui lui ont permis de s'implanter de façon déterminante en amont. D'autre part, CDC Oil and Gas a acheté Aquitaine et Texasgulf.

Parmi les sociétés du secteur privé, Dome a été la plus active. De 1979 à 1981, elle a acquis, au coût total de 5,8 milliards de dollars, Mesa Petroleum, Siebens, Kaiser Petroleum et Hudson's Bay Oil and Gas. La plus récente prise de contrôle canadien a été celle de Gulf Canada par Olympia and York, en 1985. Cette transaction a augmenté la participation canadienne de 4,2 pour cent et le contrôle, de 6,8 pour cent. Actuellement, le taux de participation canadien est voisin de l'objectif de 50 pour cent établi par le gouvernement (voir tableau 5.2)

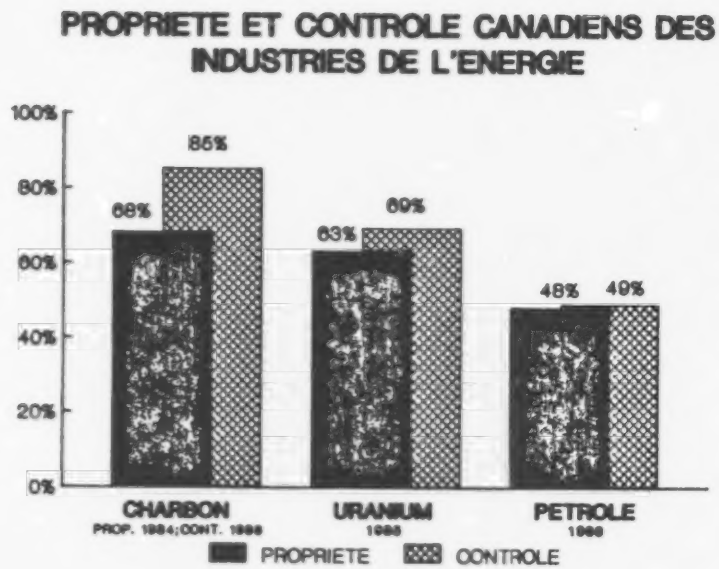
b) Uranium

Contrairement au secteur du pétrole, les Canadiens ont possédé et contrôlé de façon majoritaire l'industrie d'exploitation de l'uranium dès le départ. Cette industrie a été l'objet d'une participation gouvernementale directe, par le biais de sociétés d'État. L'importance actuelle de la participation canadienne dépasse l'objectif fixé par le gouvernement.

c) Charbon

Dans ce secteur également, la majeure partie de la production au Canada à été tradionnellement détenue et contrôlée par des Canadiens. L'industrie du charbon a récemment attiré des investisseurs étrangers qui cherchent à se doter d'une source d'approvisionnement à des fins de consommation industrielle dans leur pays. Cependant, les Canadiens maintiennent leur forte participation ainsi que leur contrôle dans le secteur, dépassant de façon appréciable l'objectif de participation fixé par le gouvernement.

Tableau 5.2



5.4 Réglementation de la participation et du contrôle étrangers au Canada

La participation et le contrôle étrangers dans le secteur de l'énergie sont réglementés par la mise en application générale de la Loi sur Investissement Canada, et par des règlements particuliers à chaque secteur.

i) Loi sur Investissement Canada

L'investissement étranger direct dans tous les secteurs de l'économie canadienne est réglementé par la Loi sur Investissement Canada. La loi exige que les prises de contrôle, par des intérêts étrangers, des grandes compagnies canadiennes soient approuvées par le gouvernement. Les prises de contrôle directes de sociétés dont l'actif

atteint au moins 5 millions de dollars doivent être approuvées par le gouvernement. Les acquisitions indirectes (c.-à-d. celles résultant d'une prise de contrôle d'une filiale étrangère à l'extérieur du Canada) doivent également être approuvées si la valeur de l'actif en jeu est d'au moins 50 millions de dollars. (Les prises de contrôle indirectes d'actif variant entre 5 et 50 millions de dollars ne font l'objet d'un examen que si la majorité de l'actif acquis se trouve au Canada). Aux fins de l'examen gouvernemental, on présume que l'acquisition d'au moins un tiers des actions assorties de droit de vote (mais un nombre inférieur à la majorité) est une prise de contrôle à moins qu'il soit possible d'établir le contraire. Cependant, l'acquisition d'une majorité des actions assorties de droit de vote est considérée comme une prise de contrôle indépendamment des circonstances. La création de nouvelles compagnies par des intérêts étrangers n'est pas soumise à l'approbation gouvernementale.

Les projets d'acquisition sont approuvés si Investissement Canada juge qu'ils seront probablement avantageux pour le Canada. Investissement Canada doit tenir compte d'un certain nombre de facteurs au cours de son processus d'évaluation, dont l'un est la compatibilité du projet avec les politiques fédérales et provinciales.

Les objectifs de participation du gouvernement dans le secteur de l'énergie, décrits ci-dessus, sont considérés dans la détermination du bénéfice net. Cependant, les acquisitions dans l'industrie du pétrole font l'objet d'une attention spéciale lors du processus d'examen en raison de l'inquiétude qu'inspire le taux élevé de participation et de contrôle étrangers dans ce secteur.

ii) Règlements particuliers à chaque secteur

a) Pétrole

Il existe deux instruments d'application des politiques gouvernementales sur la participation dans le secteur pétrolier, soit une politique d'acquisition qui s'applique à tous les projets d'acquisition examinés par Investissement Canada, et la Loi fédérale sur les hydrocarbures qui vise particulièrement les projets de mise en valeur sur les terres du Canada.

La politique sur les acquisitions a été approuvée par le cabinet en décembre 1985. Elle s'applique à la fois aux prises de contrôle par des intérêts étrangers de compagnies contrôlées par des Canadiens et à celles de sociétés déjà contrôlées par des intérêts étrangers et qui possèdent des gisements pétroliers en exploitation. La politique permet les prises de contrôle de compagnies contrôlées par des intérêts étrangers conditionnellement à une augmentation négociée de la participation canadienne et à une amélioration des dépenses d'investissement. Cependant, les prises de contrôle des compagnies canadiennes ne sont considérées qui si ces dernières sont réellement en difficulté financière. Les prises de contrôle de compagnies canadiennes prospères ne sont pas permises.

La Loi fédérale sur les hydrocarbures a remplacé, en 1986, la Loi sur le pétrole et le gaz. Elle prévoit une structure de réglementation pour l'administration des activités de mise en valeur du pétrole sur les terres du Canada. La loi exige que les Canadiens détiennent une participation d'au moins 50 pour cent dans une découverte avant que le gouvernment n'accorde une licence de production. (Cette disposition s'applique aux découvertes effectuées après le mois de mars 1982).

Pour obtenir une licence de production, il faut présenter un plan d'aménagement du projet au gouvernement. Si lors de la présentation du plan, la participation canadienne au projet est inférieure à 50 pour cent, les actionnaires doivent exposer dans le plan les moyens qui leur permettraient d'atteindre ce taux au moment où la licence serait accordée. Dans les cas où l'aménagement est terminé et que le taux de participation est encore inférieur à l'objectif, la Loi prévoit deux possibilités. Le ministre concerné peut différer ou annuler l'exigence de participation et accorder la licence si, malgré leurs meilleurs efforts, les actionnaires n'ont pas réussi à atteindre le taux cible de 50 pour cent, ou bien le ministre peut exiger la vente par adjudication d'une part du projet suffisante pour hausser le niveau de participation canadienne à 50 pour cent.

b) Uranium

La politique gouvernementale canadienne de participation dans l'industrie de l'uranium est présentée sous forme de lignes directives applicables à la préparation des projets d'extraction de l'uranium et n'a pas été établie, en conséquence, sous forme de loi. Elle est toutefois appliquée par le biais du processus d'examen d'Investissement Canada, qui étudie les acquisitions de compagnies d'extraction de l'uranium, bien qu'une politique spéciale d'acquisition n'ait pas été instaurée comme dans le cas de l'industrie du pétrole.

L'industrie de l'uranium est également assujettie au Règlement sur l'exploitation minière au Canada (établi en vertu de la Loi sur les terres territoriales) qui s'applique à l'extraction des ressources minières dans les Territoires du Nord-Ouest. Les règlements actuels exigent que les entités étrangères montrent un taux de participation canadienne de 50 pour cent ou soient inscrites à la Bourse canadienne pour avoir droit à une concession d'exploration. Cependant, cette disposition a été rayée des règlements révisés qui entreront bientôt en vigueur.

c) Charbon

Comme la participation canadienne dans l'industrie a toujours dépassé largement l'objectif gouvernemental, ce dernier n'est pas réglementé par une législation particulière ou une politique d'acquisition propre au secteur. Cependant, la politique exige qu'EMR surveille l'industrie et signale au ministre toute baisse significative du contrôle canadien.

Le Règlement sur l'exploitation minière au Canada s'applique également à l'industrie du charbon dans les Territoires du Nord-Ouest.

6.0 Recherche et développement dans le secteur de l'énergie

La recherche et le développement (R-D) influent de façon cruciale sur les choix offerts aux consommateurs et aux producteurs par leur incidence sur les coûts d'extraction des ressources, les méthodes de production et de transport, les utilisations possibles des formes énergétiques et l'efficience de leur emploi. De plus, les activités de R-D énergétiques se répercutent sur des domaines majeurs comme la réglementation, les normes et la sécurité ainsi que le respect de l'environnement.

6.1 Comparaison au plan international

Au chapitre des dépenses globales de R-D, vues en termes de pourcentage du PIB, le Canada a toujours accusé un retard par rapport à la plupart des pays de l'OCDE. Le Canada est toutefois d'une grande largesse pour la recherche et le développement énergétiques, surtout si l'on considère l'importance de son économie, et demeure l'un des rares pays membre de l'AIE dont les budgets de R-D énergétiques ont continué d'augmenter en chiffres réels depuis 1975. Il est aussi intéressant de noter que, comparativement à d'autres pays, la contribution du secteur privé au financement des activités de R-D énergétiques au Canada est généralement plus élevée qu'ailleurs, sauf aux États-Unis (voir tableau 6.1).

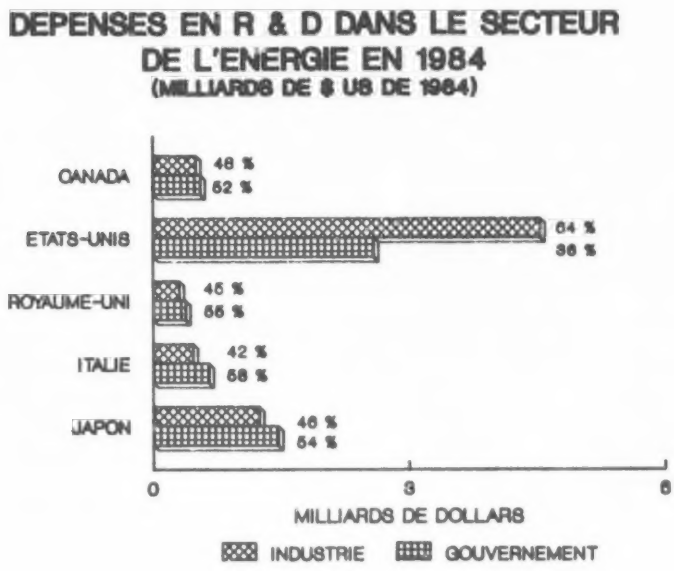
6.2 Recherche et développement énergétiques au Canada - Aperçu

En 1985, 20 % des dépenses de R-D ont été consacrées à l'énergie. Le financement des activités de R-D énergétiques, au Canada, cette année-là, a été partagé également entre les secteurs public et privé. Le secteur privé, avec des dépenses de près de 500 millions de dollars, a pris la tête, tandis que le gouvernement fédéral a fourni plus de 80 % du financement des travaux de R-D énergétiques assuré par le secteur public (voir tableau 6.2).

La plus grosse part du budget global de R-D énergétiques est allée au nucléaire. Le financement de ces activités a exigé près de 250 millions de dollars en 1985, soit un peu plus du quart des dépenses totales. Au deuxième rang viennent les dépenses engagées pour la mise en valeur des combustibles fossiles, dont les sables pétrolifères, le pétrole lourd et le charbon.

La répartition du financement entre les secteurs public et privé varie considérablement selon les

Tableau 6.1



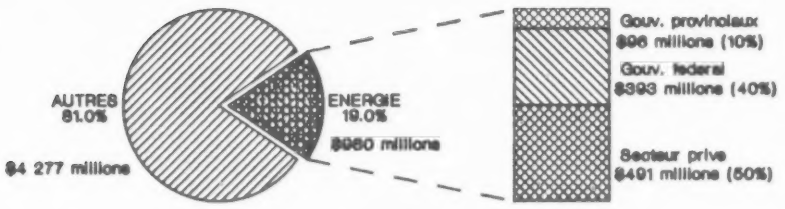
principaux domaines de R-D. Par exemple, le secteur privé assure les deux tiers du financement total dans les secteurs des nouveaux combustibles liquides, du pétrole classique, du gaz et de l'électricité ainsi que des combustibles fossiles (voir tableau 6.3). Par contre, le gouvernement fédéral verse 80 % des fonds de R-D destinés au nucléaire et 50 % de deux accordés aux énergies renouvelables.

6.3 R-D énergétiques dans le secteur privé

Une partie appéciable (environ un cinquième) des activités de R-D du secteur privé est axée sur l'énergie. Des quelques 2 000 sociétés engagées dans la recherche et le développement au Canada en 1985, 17 % s'occupaient d'activités liées à l'énergie. Ces 316 compagnies ont réalisé près de 40 % de toutes les

Tableau 6.2

DEPENSES EN R & D DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE, PAR SOURCE DE FINANCEMENT 1985



Total: 5 257 millions de $ Total: 980 millions de $

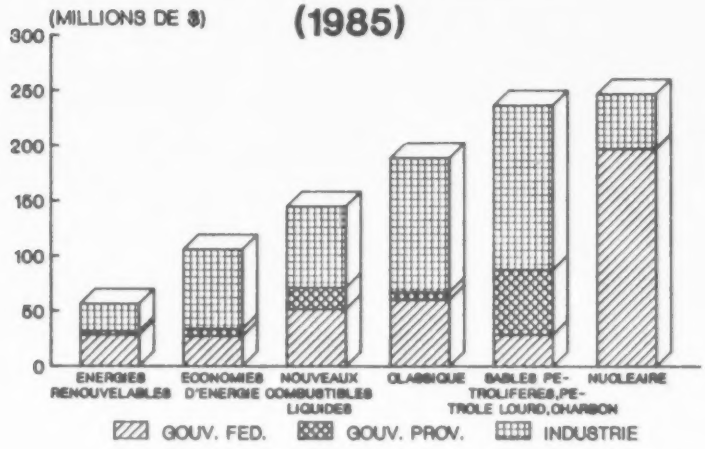
activités de R-D industrielles dont des travaux d'une valeur de 700 millions de dollars dans des domaines autres que celui de l'énergie.

Les activités de R-D énergétiques du secteur privé sont menées par un certain nombre d'industries, notamment celles du pétrole brut, du gaz naturel et du charbon, ainsi que par des services publics d'électricité, des raffineries de pétrole, des usines de pâtes et papier, de produits chimiques et autres du secteur manufacturier. En dépit de la diversité de ces industries, le financement des travaux de R-D énergétiques par le secteur privé tend à être fortement concentré. Parmi toutes les compagnies effectuant des travaux de R-D énergétiques, on estime que 10 % d'entre elles, surtout des sociétés pétrolières, gazières et d'électricité, ont versé 75 % du financement total des travaux de R-D énergétiques. La suprématie de cette poignée de grandes compagnies énergétiques se reflète dans la ventilation des dépenses entre les principaux domaines d'activité.

Comme le tableau 6.4 l'indique, la recherche et le développement dans les domaines des sables pétrolifères, du pétrole lourd et du charbon ont accaparé la plus grosse part du financement des activités de R-D énergétiques par le secteur privé. Les dépenses de R-D dans les domaines du pétrole classique, du gaz naturel et de l'électricité occupaient la deuxième place.

Tableau 6.3

DEPENSES EN R & D DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE AU CANADA,PAR ACTIVITE ET SOURCE DE FINANCEMENT

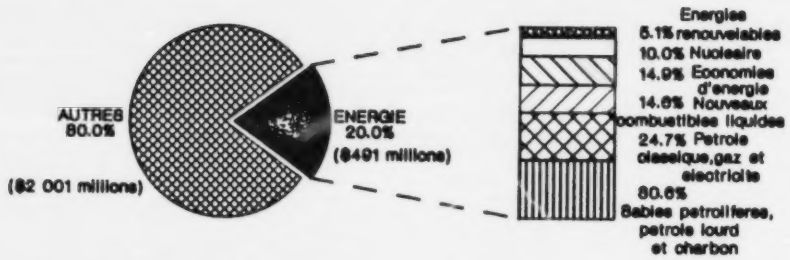


6.4 R-D énergétiques dans le secteur public

Traditionnellement, les gouvernements se sont engagés dans les travaux de R-D dont certains aspects intéressant moins le secteur privé risquaient d'être délaissés au détriment de l'économie canadienne. Par exemple, certains domaines de recherche, comme la protection de l'environnement, peuvent présenter de sérieux avantages pour d'autres personnes que celles qui décident d'entreprendre un programme de recherche particulier. Dès lors, ces avantages extérieurs sont

Tableau 6.4

DEPENSES EN R & D DU SECTEUR PRIVE DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE 1985



Total : 2 492 millions de $ Total: 491 millions de $

omis lors du processus décisionnel. En outre, il n'est pas rare que des entreprises se heurtent à l'impossibilité de profiter seules de leurs découvertes, c'est-à-dire sans en faire bénéficier simultanément leurs compétiteurs, notamment en recherche fondamentale. Dans le secteur énergétique, d'énormes progrès ont été réalisés dans des domaines tels que la technologie du réacteur CANDU; toutefois, il reste encore beaucoup de recherche fondamentale à effectuer dans d'autres domaines intéressant particulièrement le Canada comme l'extraction et la valorisation des sables pétrolifères et du pétrole lourd, les techniques de combustion propre du charbon ainsi que les réseaux de transport et de distribution de l'électricité. La recherche fondamentale est aussi nécessaire dans d'autres domaines d'intérêt plus général tels les carburants utilisés dans le secteur des transports, les systèmes de stockage de l'énergie solaire et la fusion nucléaire.

Par ailleurs, étant donné la nature très risquée de la recherche, il se peut que les sociétés privées restreignent leurs activités de R-D. Aussi, les gouvernements sont peut-être mieux à même de répartir les risques de la R-D sur une vaste gamme d'activités d'un secteur particulier. De plus, les travaux de R-D ne rapportent des dividendes qu'à long terme. D'aucuns allèguent que les gouvernements peuvent se permettre d'être plus patients, dans l'intérêt public, que les compagnies privées qui doivent obtenir plus rapidement un rendement de leurs investissements.

Au Canada, les travaux de R-D énergétiques du secteur public sont partagés entre les gouvernements fédéral et provinciaux (voir ci-après).

6.5 Activités de R-D énergétiques des gouvernements provinciaux

Une partie appréciable des activités provinciales de R-D sont menées dans le secteur énergétique. En 1985, presque 30 % des dépenses provinciales de R-D étaient destinées à ce secteur (voir tableau 6.5). Ce pourcentage augmentera probablement en 1986 grâce à un accroissement de plus de 20 % des dépenses provinciales à ce chapitre.

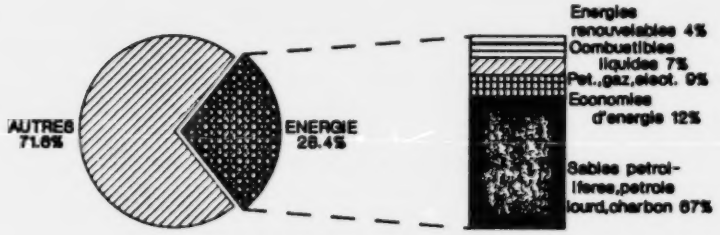
On estime que les fonds versés par la province de l'Alberta couvrent 75 % des coûts totaux de R-D énergétiques contre 8 et 6 %, respectivement, par la Saskatchewan et l'Ontario. Les gouvernements provinciaux contribuent aux travaux de R-D énergétiques par des subventions directes, des recherches intra-muros et le financement des instituts de recherche. Au nombre des principaux instituts de recherche énergétique, on compte l'Alberta Oil Sands Technology and Research Authority. Financé par l'Alberta Heritage Savings Trust Fund, cet institut encourage la mise au point de nouvelles techniques de récupération et de traitement du pétrole des sables pétrolifères et des gisements de pétrole lourd de l'Alberta.

Il n'est pas surprenant de constater que la prépondérance de l'Alberta au regard du financement provincial total des activités de R-D a une incidence notable sur la répartition de ces dépenses entre les domaines-clés d'activité. La R-D provinciale est principalement axée sur les sables pétrolifères, le pétrole lourd et le charbon, domaines qui recevaient les deux tiers du financement total en 1986. Vingt-sept

millions de dollars additionnels (23 %) étaient destinés aux économies d'énergie, aux nouveaux combustibles et aux techniques touchant les énergies renouvelables. Le reste a été largement consacré aux secteurs du pétrole classique, du gaz naturel et de l'électricité.

Tableau 6.5

DEPENSES PROVINCIALES EN R & D DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE 1985



Total: 337 millions de $ Total: 95.5 millions de $

6.6 Activités de R-D énergétiques du gouvernement fédéral

6.6.1 Historique et évolution

Avant l'embargo pétrolier du l'OPEP, en 1973, la priorité en R-D énergétiques au niveau fédéral avait été accordée à la mise au point, par Énergie atomique du Canada Ltée, du réacteur à fusion nucléaire CANDU, et à des recherches plus modestes dans le secteur des combustibles fossiles, aux laboratoires d'EMR. D'autres organismes gouvernementaux, comme le Conseil national de recherches avaient également entrepris des travaux de recherche énergétique, mais surtout

dans le contexte de leurs programmes scientifiques et non comme projets distincts. Le financement total s'approchait des 100 millions de dollars par année, dont 90 % étaient consacrés à la recherche et au développement nucléaires (CANDU).

La "crise pétrolière" de 1973 a incité le gouvernement fédéral à poursuivre une politique énergétique d'autosuffisance. L'un des aspects de cette politique était le réexamen des activités gouvernementales de R-D énergétiques avec l'intention d'accorder plus d'attention aux techniques qui pourraient contribuer à réduire notre dépendance à l'égard des importations de pétrole. En conséquence, la politique énergétique fédérale a de plus en plus été orientée vers les économies d'énergie, les énergies renouvelables et les sables pétrolifères, autant d'avenues jugées importantes au regard de l'autosuffisance énergétique.

Après la mise en oeuvre du Programme énergétique national, en 1980, le financement des activités de R-D énergétiques a connu une croissance semblable à celle des dépenses dans d'autres programmes fédéraux, notamment dans les domaines des économies d'énergie et des substituts du pétrole. En outre, on a aussi insisté sur la création de sources de carburants de remplacement pour le secteur des transports, plus particulièrement sur les sables pétrolifères, le pétrole lourd, le gaz naturel et les alcools.

Les dépenses fédérales de R-D énergétiques ont toutefois plafonné à 393 millions de dollars en 1985. Depuis, un certain nombre de facteurs ont contribué à la restructuration de l'effort gouvernemental en recherche et développement, lui insufflant un nouvel élan. Premièrement, du fait de la déréglementation des prix du pétrole et du gaz naturel, le secteur privé percevra sans doute davantage les signaux appropriés du marché. Deuxièmement, l'effondrement spectaculaire des prix mondiaux du pétrole et les plus faibles prix de l'énergie en général ont réduit l'attrait économique des investissements dans la R-D énergétiques.

Dans cette conjoncture, le gouvernement a modifié en conséquence l'envergure et l'orientation de ses activités de R-D

énergétiques. En 1986-1987, les dépenses de R-D énergétiques ont été réduites de 10 % comparativement à l'année précédente pour se chiffrer à 352 millions de dollars. Comme l'indique le tableau 6.6, les dépenses fédérales de R-D énergétiques représentent, cependant, une part appréciable de l'appui total accordé à la R-D par le gouvernement du Canada.

6.6.2 Activités courantes de R-D énergétiques du gouvernement fédéral

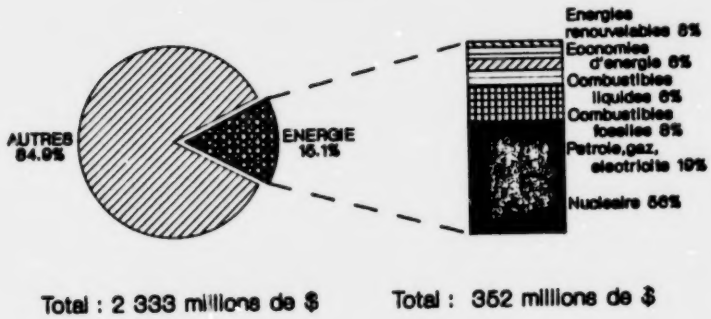
À l'heure actuelle, les dépenses fédérales de R-D énergétiques peuvent être divisées en trois composantes principales: le financement de la R-D nucléaires par l'entremise d'Énergie atomique du Canada Ltée (52 %); les dépenses coordonnées par le Groupe interministériel de la recherche et du développement énergétiques (GRDE) 27 %); et divers autres déboursés effectués par des ministères et des organismes fédéraux au titre de leur contribution permanente à la R-D énergétiques (21 %). En tout, environ une douzaine de ministères et d'organismes fédéraux sont engagés dans des activités de R-D énergétiques, sous une forme ou une autre, dont ceux de l'Agriculture, de la Défense nationale, de l'Environnement et de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Le nucléaire continue de loin d'être le plus important domaine de R-D énergétiques à l'échelon fédéral, comptant pour plus de la moitié des activités (voir tableau 6.6). Une large part de ce financement est destinée à la mise au point du CANDU ainsi qu'à d'autres activités de recherche nucléaire effectuées par EACL, tandis qu'environ neuf millions de dollars sont consacrés au programme de recherche sur l'énergie de fusion. Pour pouvoir mieux équilibrer ses activités de R-D énergétiques, le gouvernement fédéral a entrepris de mettre en oeuvre un programme quinquennal visant à réduire les dépenses de R-D nucléaires à 100 millions de dollars d'ici 1990.

D'autre part, bon nombre des activités fédérales de recherche énergétique continuent d'être coordonnées par le Groupe interministériel de la recherche et du développement énergétiques. Le programme actuel constitue un compromis entre la nécessité d'une recherche à plus long terme

Tableau 6.6

DEPENSES FEDERALES EN R & D DANS LE SECTEUR DE L'ENERGIE 1986



Total : 2 333 millions de $ Total : 352 millions de $

(rendement énergétique amélioré, énergies renouvelables, carburants de remplacement pour les transports, et P-D dans le domaine de la fusion) et celle de soutenir la croissance économique basée sur les ressources considérables du Canada en combustibles fossiles.

La condition essentielle au succès de l'application des résultats de R-D tient au fait que les travaux de recherche doivent être exécutés en fonction des demandes du marché et des techniques concurrentielles. Le Groupe interministériel de la R-D énergétiques insiste donc considérablement sur la coopération avec le secteur privé. En 1983, par exemple, une part de 70 % environ du budget du GRDE a été consacrée à des contrats adjugés à l'extérieur.

6.7 Perspectives de la R-D énergétiques

L'avenir du secteur énergétique est largement fonction des progrès technologiques ainsi que de la conjoncture économique et politique autour de laquelle

s'articule l'industrie. En revanche, des facteurs comme la sensibilisation accrue vis-à-vis des questions d'environnement se répercutent sur les options technologiques retenues. À la lumière des tendances qui émergent, il est possible de définir un certain nombre de défis éventuels en matière de R-D énergétiques.

Les approvisionnements pétroliers canadiens deviendront de moins en moins accessibles et de plus en plus coûteux au fur et à mesure de l'épuisement des réserves classiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. La mise au point et l'amélioration des techniques de production assistée du pétrole et du gaz dans les régions classiques ainsi que l'élaboration de procédés qui, sans perturber l'environnement, permettent de mettre en valeur les ressources des régions pionnières de façon rentable nécessiteront de nouveaux efforts dans le secteur de la R-D.

Les sables pétrolifères représentent la plus importante source potentielle de pétrole. Des techniques améliorées d'extraction et de valorisation de ces ressources et du pétrole brut lourd, pourraient favoriser la viabilité économique de ces sources d'approvisionnement.

Le secteur des transports demeure fortement tributaire du pétrole. Pour diminuer cette dépendance, il faudra faire d'autres recherches dans le secteur des carburants de substitution.

La contribution du charbon aux approvisionnements énergétiques du Canada a été entravée par des questions d'ordre environnemental. Cependant, de nouvelles méthodes de combustion de charbon de qualité inférieure, comme la combustion en lit fluidisé, seraient moins dommageables pour l'environnement. On voit aussi poindre à l'horizon de nouvelles façons de substituer le charbon au pétrole: combustibles charbon-eau et nouvelles méthodes de traitement du charbon, par exemple dans la synthèse de l'essence ou du carburant diesel.

Enfin au Canada, les travaux de R-D énergétiques ont traditionnellement été consacrés, en partie, à des techniques dont l'incidence ne se fera probablement sentir qu'à très long terme, par exemple les applications visant les énergies renouvelables, la fusion nucléaire et l'hydrogène. Ces énergies de remplacement continuent de poser des défis technologiques majeurs, notamment pour ce qui est de la mise au point d'accumulateurs améliorés. Dès lors, il y a encore beaucoup de place pour la recherche dans ces domaines.

7.0 Économies d'énergie

7.1 Modifications de la consommation énergétique

Le Canada est le pays industriel le plus énergivore du monde. Entre 1973 et 1986 cependant, l'énergie utilisée par unité de production a baissé d'environ 14 % au Canada. Cette amélioration est due à la réaction des consommateurs face à l'escalade du prix de l'énergie ainsi qu'aux progrès technologiques. Cette réduction de la consommation énergétique reflète également l'incidence de divers programmes entrepris par les gouvernements fédéral et provinciaux pour accélérer les économies d'énergie et le remplacement du pétrole.

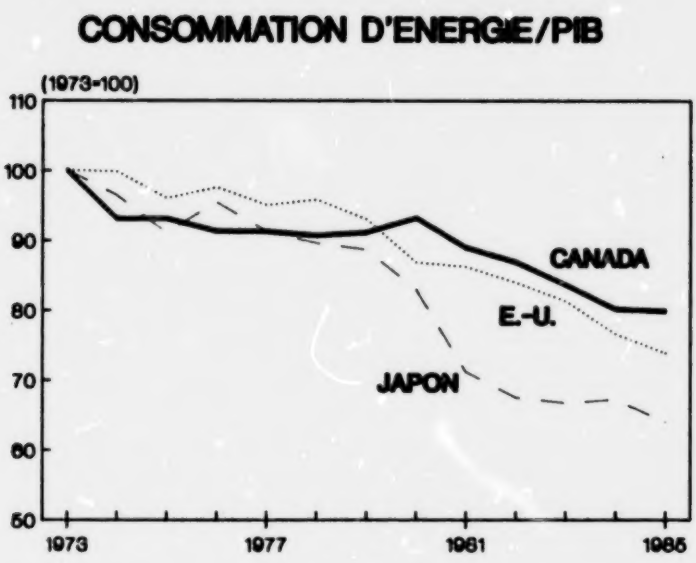
7.2 Comparaisons entre les pays

Les réductions de la consommation énergétique au Canada, depuis la première crise du pétrole, n'ont pas été aussi importantes que celles réalisées aux États-Unis et au Japon. Cette situation est due à la faible performance du Canada dans le secteur des économies d'énergie au milieu et à la fin des années 70. Les réalisations des années 70 reflètent en partie le fait qu'à l'époque, le prix du pétrole au Canada était maintenu à un niveau inférieur à celui imposé dans d'autres pays. On a ainsi découragé l'investissement dans l'équipement d'économie d'énergie. En outre, l'abondance de gaz naturel, de charbon et d'électricité et leurs coûts relativement faibles ainsi que l'expansion des systèmes de distribution pour certaines de ces ressources ont encouragé les consommateurs à remplacer le pétrole par ces sources d'énergie au lieu d'investir dans des équipements permettant de réaliser des économies d'énergie. Dans d'autres pays où les énergies de substitution n'existaient pas en si grande abondance, on a pu trouver avantageux d'investir pour une plus grande part dans de tels équipements. Cependant, les améliorations réalisées au Canada, au cours des années 80, se comparent favorablement avec celles d'autres pays et sont à peu près les mêmes que celles obtenues aux États-Unis et au Japon (voir tableau 7.1).

7.3 Performance des secteurs

Le niveau stable de la consommation énergétique à la fin des années 70 apparaît clairement lorsqu'on le compare aux améliorations plus récentes dans les divers secteurs. Cette consommation n'a que faiblement diminué dans les secteurs résidentiel, commercial et des transports au cours des années 70. Cependant, depuis 1980, des réductions assez marquées ont été réalisées dans tous les secteurs.

Tableau 7.1



7.3.1 Secteur résidentiel

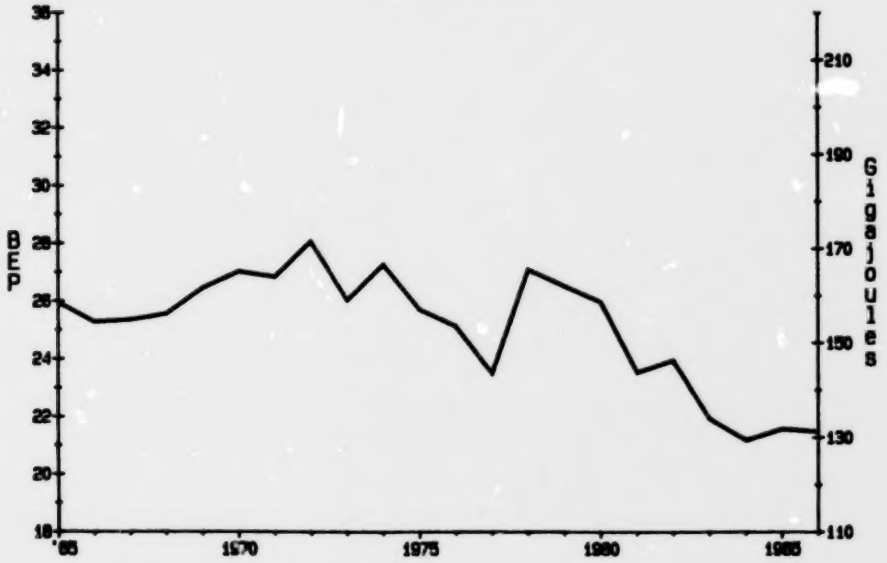
Depuis la première crise de pétrole, des centaines de milliers de ménages ont amélioré l'isolation des maisons existantes et des centaines de millions de dollars ont été investis par des propriétaires dans l'utilisation de chaudières, de chauffe-eau, de fenêtres et d'autres systèmes conçus pour économiser l'énergie. D'énormes améliorations ont été réalisées dans la construction des nouvelles demeures. Elles sont maintenant bâties de façon à utiliser environ 25 % moins d'énergie que celles construites en 1974. En outre, plus de 5 000 maisons à haut rendement énergétique, nouvellement bâties, consomment seulement de 30 à 40 pour cent de l'énergie utilisée par celles dont la construction remonte à 1974. Les investissements

de ce type ont contribué pour une large part à réduire la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel.

Il est difficile de faire une évaluation précise des modifications de la consommation énergétique dans le secteur résidentiel, car il n'existe pas de série complète de données chronologiques sur l'emploi d'énergies renouvelables comme le bois. Depuis 1973, toutefois, la consommation d'énergie par foyer (à l'exclusion des énergies renouvelables) a baissé d'environ 17 %. La consommation annuelle totale par foyer est passée, en équivalence, de 26 barils environ de pétrole en 1973 à presque 21 barils par année en 1986 (voir tableau 7.2). Presque tous ces gains sont survenus après 1979-1980. Bien

Tableau 7.2

DEMANDE RESIDENTIELLE FINALE PAR MENAGE

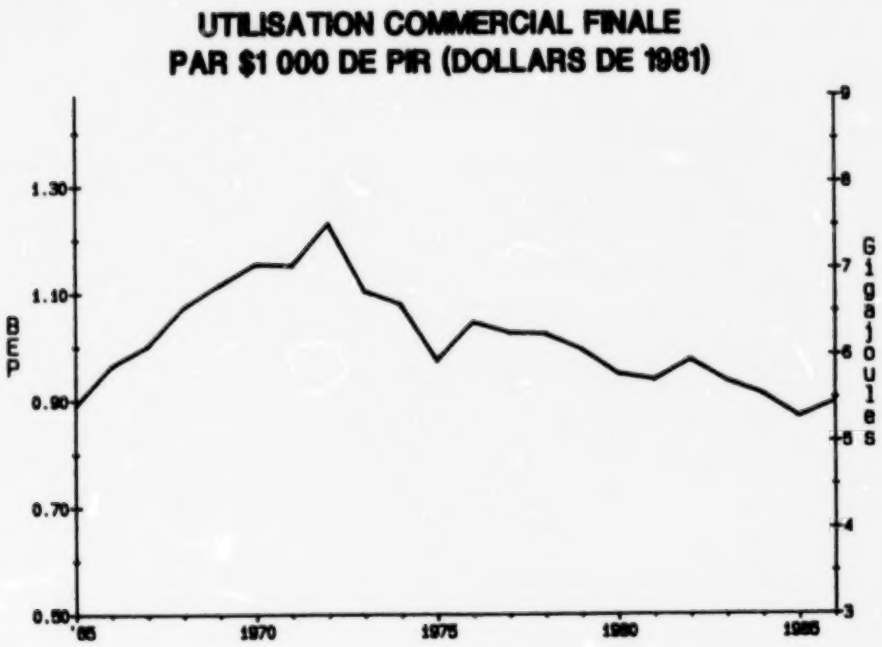


qu'une certaine part de ces améliorations reflète l'utilisation accrue de sources énergétiques non mesurées comme le bois, il est certain qu'une réduction appréciable de la consommation énergétique a eu lieu dans le secteur résidentiel.

7.3.2 Secteurs commercial et industriel

Dans le secteur commercial, la consommation d'énergie par unité de production réelle a grimpé au rythme annuel moyen d'environ 4,8 pour cent entre 1965 et 1973. Depuis, elle a chuté d'environ 27 % (voir tableau 7.3). Bien que ces améliorations se soient produites de façon irrégulière à la fin des années 70, la politique d'économies d'énergie a joué un rôle important à ce chapitre.

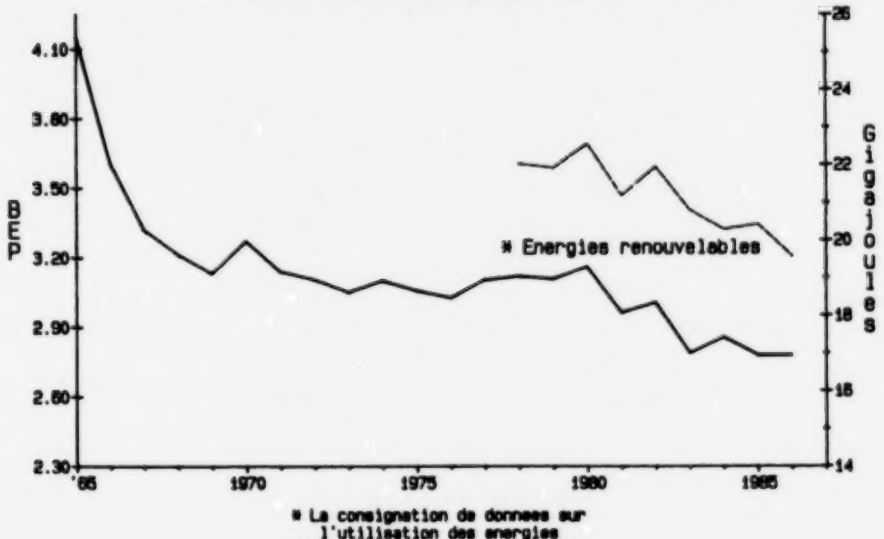
Tableau 7.3



Dans le secteur industriel, on a assisté également à une réduction échelonnée de la consommation d'énergie. Toutefois, contrairement aux secteurs résidentiel et commercial, une baisse notable de la consommation énergétique a eu lieu au cours de la période précédant la première flambée des prix mondiaux du pétrole (voir tableau 7.4). En outre, il n'y a pas eu de diminution marquée de la consommation énergétique globale après la hausse du prix du pétrole en 1973. Les seules améliorations majeures semblent être survenues après la deuxième crise pétrolière.

Tableau 7.4

UTILISATION INDUSTRIELLE FINALE PAR $1 000 DE PIB (DOLLARS DE 1981)



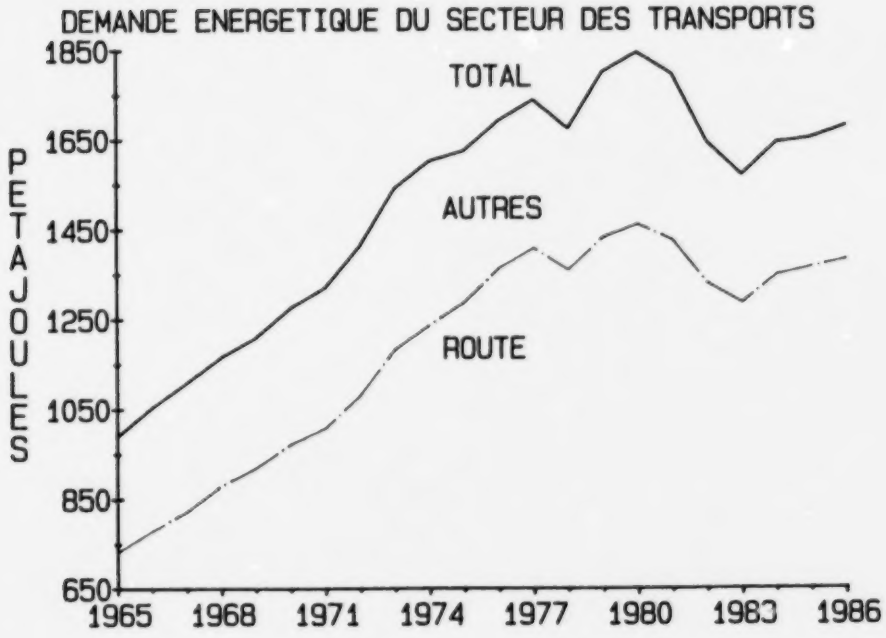
* La consignation de données sur l'utilisation des énergies renouvelables a débuté en 1978.

7.3.3 Secteur des transports

Dans le secteur des transports, les réductions de la consommation d'énergie ont été impressionnantes (voir tableau 7.5). La demande totale dans ce secteur s'est accrue à un taux

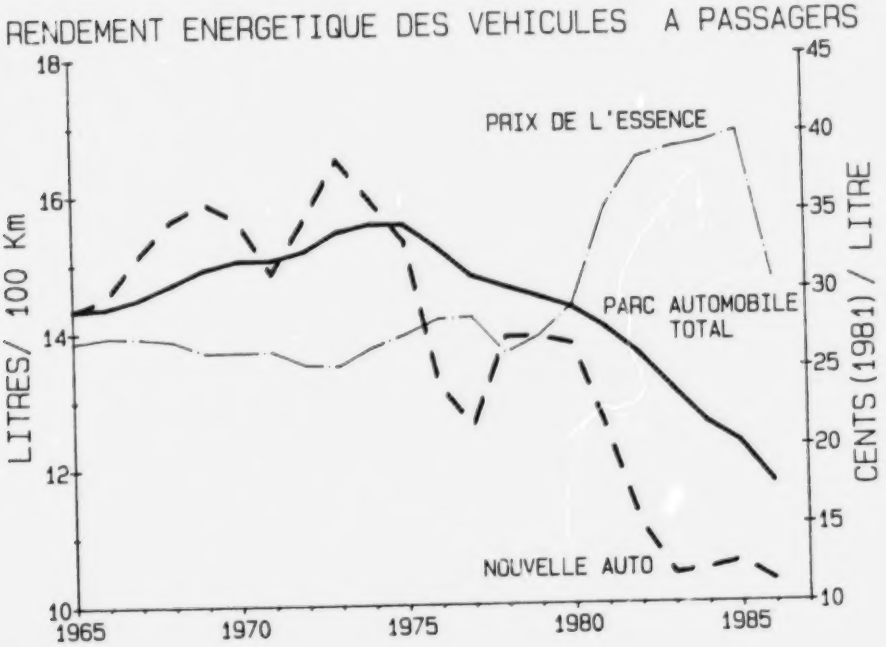
annuel moyen de 5,5 pour cent entre 1965 et 1974. On a par la suite asissté à un ralentissement de cette croissance qui s'est stabilisée à environ 2,4 % par année entre 1974 et 1980. Cependant, la deuxième flambée du prix du pétrole et la récession ultérieure ont provoqué une chute de 15 % de la demande énergétique dans le secteur des transports entre 1980 et 1984. Depuis lors, la demande totale a augmenté lentement. Elle est cependant très en-dessous du sommet de 1980. Cette baisse notable de la demande totale est le résultat de changements dans le sous-secteur du transport routier. En 1986, le transport routier représentait 82 % de la demande énergétique totale du secteur. La réduction de la consommation énergétique et de la demande totale dans le sous-secteur routier reflète partiellement

Tableau 7.5



l'incidence de la récession au début des année 80. Toutefois, le changement est surtout attribuable à une conception améliorée des véhicules et à la modification des habitudes d'achat des consommateurs. Lorsque le prix de l'essence a grimpé au début des années 70, la consommation énergétique des nouvelles automobiles a diminué radicalement (voir tableau 7.6). Ce phénomène s'est répété après la hausse des prix du pétrole en 1979-1980. Les consommateurs ont acheté beaucoup plus de véhicules étrangers à rendement énergétique amélioré. Ce changement de la demande, combiné à l'appui gouvernemental quant à l'application de normes de consommation de carburant au Canada et aux États-Unis a incité les fabricants nord-américains d'automobiles à concevoir de nouveaux véhicules offrant un meilleur rendement énergétique.

Tableau 7.6



7.4 Programmes énergétiques

L'escalade des prix de l'énergie n'est pas le seul facteur à l'origine des économies d'énergie et du remplacement du pétrole par d'autres formes énergétiques. De nombreux programmes gouvernementaux ont fortement encouragé l'économie d'énergie ainsi que les investissements et les initiatives dans le secteur de la substitution énergétique.

Après la crise du pétrole de 1973 et la décision de protéger les consommateurs canadiens contre le choc ultérieur des prix, le gouvernement du Canada a lancé un programme d'initiatives majeures pour encourager les économies d'énergie et la substitution des combustibles ainsi que pour informer les consommateurs. Dès 1977, le gouvernement avait mis en oeuvre le programme d'isolation thermique des habitations et d'autres programmes de subventions, programmes conçus pour encourager l'investissement dans les économies d'énergie et les projets de substitution énergétique.

Avec la mise en oeuvre du Programme énergétique national, en 1980, le financement des programmes sur les économies d'énergie, les énergies de substitution et le remplacement du pétrole s'est accru considérablement. Dès 1984, plus de 550 millions de dollars étaient affectés, chaque année, à ces activités par le seul ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Les programmes de subventions majeures de la fin des années 70 et du début des années 80 ont constitué d'importants instruments politiques visant à contrebalancer les distorsions dans l'investissement créées par le soutien accordé au prix du pétrole canadien. En outre, ces programmes devaient apporter des solutions aux problèmes d'information ainsi que de mise au point et de transfert de la technologie.

En 1984, cependant, la situation au Canada et dans le monde avait changé considérablement. Les prix mondiaux du pétrole avaient culminé en 1981, et dès 1984, les prix canadiens avaient presque rejoint ce niveau. L'annonce de la déréglementation par le nouveau gouvernement a éliminé l'une des raisons d'être des programmes de subventions majeures. Combinée à la promesse gouvernementale de minimiser son intervention dans l'économie, cette situation a amené la disparition de presque tous les programmes de subventions majeures et une réorientation de ceux qui sont restés en vigueur.

En 1985, on a annoncé l'Initiative nationale en matière d'économies d'énergie et d'énergies de remplacement, un programme qui encourageait la disséminaton de l'information, le transfert technologique, les programmes de démonstration ainsi que la poursuite de travaux de recherche et de développement. En outre, on a tenté d'accroître la coopération entre l'industrie et le gouvernement, ainsi qu'entre les gouvernements fédéral et provinciaux afin d'éviter le chevauchement d'activités inutile. À l'heure actuelle, des protocoles d'entente ont été signés avec sept gouvernements provinciaux.

7.5 Perspectives des économies d'énergie

Les activités relatives aux économies d'énergie ont surtout été axées sur le remplacement du pétrole par d'autres sources énergétiques, une entreprise qui a connu un assez grand succès. Cependant, le secteur des transports, qui dépend encore des produits pétroliers, soulève toujours le plus d'incertitude quant aux possibilités de substitution.

En termes d'économie proprement dite, la consommation totale d'énergie continuera probablement d'augmenter au fur et à mesure de la croissance économique. Cependant, des progrès ont été réalisés quant à la quantité d'énergie consommée par unité de production. Dans presque tous les secteurs de l'économie, des perfectionnements technologiques ont contribué à réduire l'utilisation d'énergie. L'effondrement des prix mondiaux du pétrole au début de 1986 et le fait que de nombreux Canadiens croient qu'il existe actuellement une abondance de ressources énergétiques, pourraient freiner les investissements dans les économies d'énergie. Cependant, comme un grand nombre de changements se sont maintenant concrétisés par la mise au point d'équipements, il est très peu probable que l'on fasse marche arrière, indépendamment des tendances des prix de l'énergie. En outre, à mesure que l'équipement démodé est mis au rebut, la consommation moyenne d'énergie devrait encore diminuer dans la plupart des secteurs.

Au chapitre des nouveaux investissements qui se poursuivront, quelques-uns toucheront les économies d'énergie. On s'attend donc à ce que la baisse de la consommation d'énergie se maintienne dans la plupart des secteurs.

Malgré de nouvelles améliorations, certains problèmes retarderont inutilement la mise en application de nombreux progrès énergétique. Outre l'impact de la chute des prix du pétrole, le manque d'information sur les techniques existantes d'économies d'énergie fait obstacle aux investissements, tout comme l'incapacité de certains utilisateurs à avoir un accès adéquat à ce genre d'information pour en tirer profit.

7.5.1 Secteur résidentiel

L'impact des bas prix du pétrole sur les investissements visant les économies d'énergie se fera sûrement sentir dans le secteur résidentiel. Il y a cependant bien d'autres possibilités rentables d'investissement.

Dans les maisons d'aujourd'hui, on pourrait tirer profit d'investissements à long terme dans, par exemple, des thermopompes, des chaudières à haut rendement, etc. D'autres gains pourraient aussi être réalisés grâce à l'application rentable de programmes d'isolation et de gestion de l'énergie.

Un autre domaine qui se prête à d'importantes améliorations est la construction domiciliaire. On estime que plus de 90 % des maisons construites chaque année au Canada ne sont pas aussi économiques du point de vue énergétique qu'elles pourraient l'être si certaines techniques existantes étaient appliquées. Le programme R-2000 a permis d'élaborer des normes de construction domiciliaire économiques au plan énergétique. L'adoption de ces normes par le marché obligerait l'industrie de la construction et les consommateurs à comprendre et à reconnaître la valeur des techniques d'économies d'énergie.

Tous les ménages ont la possibilité d'utiliser davantage d'appareils moins énergivores. Par le passé, les consommateurs n'étaient pas toujours au courant de la consommation d'énergie des appareils électro-ménagers comme les réfrigérateurs. Les règlements sur l'étiquetage de l'Énerguide ont permis aux consommateurs de prendre connaissance de ces données. La généralisation de ce genre d'étiquetage et la possibilité qu'a maintenant le consommateur d'évaluer les économies réalisables à

différents niveaux d'utilisation de l'énergie pourraient modifier sensiblement les habitudes d'achat et, par conséquent, la consommation d'énergie.

7.5.2 Secteurs industriel/commercial/institutionnel

Dans les secteurs industriel et commercial, une proportion de 15 % de l'utilisation actuelle d'énergie pourraient être économisée par une meilleure conception et une meilleure application des investissements en économie d'énergie. Certaines possibilités sont facilement identifiables: des contrôles de gestion énergétique comme la réduction du chauffage, de la ventilation et de la consommation d'eau chaude. D'autre possibilités comprennent l'isolation et le recouvrement des immeubles, ainsi que l'éclairage à faible consommation énergétique.

D'autres types d'économies d'énergie demandent des investissements plus considérables: récupération de chaleur, améliorations de l'équipement et modifications des procédés industriels.

Dans certains cas, la diffusion continue d'information sur la rentabilité des diverses possibilités stimulera les investissements appropriés. Dans d'autres cas, une démonstration méthodique de la technologie et des économies réalisables pourrait se révéler nécessaire pour surmonter les hésitations face aux nouvelles techniques.

7.5.3 Secteur des transports

La réaction du secteur des transports face à la baisse des prix du pétrole est encore incertaine. La demande dans ce secteur (principalement en ce qui a trait aux produits du pétrole) peut réagir très rapidement aux variations des prix en raison du renouvellement relativement rapide du parc automobile. Bien que l'on puisse s'attendre à des améliorations continuelles au niveau de la consommation des véhicules de dimensions données, les consommateurs peuvent réagir à la baisse des prix du pétrole en achetant de grosses voitures. Dans tous les cas, la diminution à court terme de la consommation dans ce secteur sera certainement moindre que celle que nous avons connues depuis 1980.

8.0 Conclusions

L'histoire démontre que le marché de l'énergie a toujours été dominé par une ressource énergétique donnée. Au Canada et dans d'autres pays industrialisés, cette prédominance s'est modifiée avec le temps, passant du bois au charbon, puis au pétrole.

Il est incontestable que nous entrons maintenant dans une ère nouvelle où une vaste gamme de sources énergétiques se livreront une vive concurrence aux fins de répondre aux besoins en chauffage, en éclairage, en transport, ou autres formes de consommation énergétique des résidents et des sociétés commerciales du Canada. De fait, dans certains secteurs de l'économie, par exemple le secteur industriel de l'ouest et du centre du Canada, cette concurrence est déjà réalité. Dans d'autres, le pétrole demeure le combustible le plus utilisé. C'est notamment le cas du secteur des transprots qui dépend très fortement de cette ressource. Les provinces de l'Atlantique sont également beaucoup plus tributaires du pétrole que les autres régions du Canada. Dans cette partie du pays, la consommation de pétrole des secteurs résidentiel, industriel et commercial est deux, trois et quatre fois supérieure à la moyenne nationale, respectivement.

Cette tendance à la prédominance d'une source d'énergie sur les autres a, par le passé, soulevé un certain nombre de questions de politique. Entre la Première et la Seconde guerre mondiale, la sécurité des approvisionnements en charbon a été au coeur d'un important débat sur la nécessité pour cette industrie énergétique d'atteindre l'autosuffisance. Au cours des années 70 et au début des années 80, le pétrole était l'objet de préoccupations analogues. Du point de vue de la production, la prédominance d'un combustible sur les autres a facilité l'émergence d'organisations monopolistiques comme l'OPEP, si bien que le bien-être du secteur énergétique canadien a souvent été confronté aux perspectives à court terme d'une ressource énergétique donnée. Dans la mesure où le pétrole continue d'être prédominant dans certains secteurs d'utilisation, ces questions continueront de se poser, bien que d'une façon peut-être moins marquée.

Par ailleurs, la diversité croissante du réseau énergétique pose de nouveaux défis aux responsables de l'élaboration de la politique énergétique. Dans un environnement axé sur le marché, l'avenir énergétique du

Canada sera en bonne partie fonction des millions de décisions prises par les consommateurs et les producteurs, notamment en regard des prix relatifs de l'énergie. Les gouvernements continueront de toute évidence à mettre en place des régimes fiscaux et de réglementation. Pour différentes raisons (existence de taxes et de facteurs extérieurs tels que les dommages causés à l'environnement, l'exercise de pouvoirs monopolistiques afin de restreindre la concurrence), les prix exigés peuvent diverger des coûts d'approvisionnement payés par la société au regard d'une ressource donnée et cet écart peut être passablement plus marqué pour certaines formes d'énergie. Dès lors, les "règles du jeu" peuvent favoriser une ressources plutôt qu'une autre et ainsi entraîner une surconsommation, ou même une sous-consommation, de certaines formes d'énergie et ce, au détriment de l'économie dans son ensemble (voir Annexe A). L'un des principaux défis qui se pose en matière de politique est de veiller au bon fonctionnement des marchés et d'assurer l'égalité d'accès des diverses ressources énergétiques à ces derniers.

L'avenir énergétique du Canada, voire du monde entier, pourrait emprunter différentes avenues. Les prédictions les plus précises à cet égard se révèlent invariablement fausses. Tout au plus est-il possible de cerner les tendances du réseau énergétique canadien qui semblent vouloir persister.

Le Canada est largement pourvu en ressources énergétiques. Toutefois, il deviendra de plus en plus coûteux de mettre en valeur les réserves de pétrole, si bien que les nouveaux approvisionnements, sous plusieurs aspects importants, différeront sans doute de ceux du passé. À l'avenir, le bitume et le pétrole lourd compteront pour une plus grande part de la production de pétrole de l'ouest canadien et des quantités supérieures de pétrole et de gaz naturel seront tirées des régions pionnières et offshore. Cette évolution amènera de nouveaux défis pour le Canada, dont celui de la sauvegarde de l'environnement.

En outre, la mise en valeur de ces ressources se fera, pour des raisons géologiques et économiques, par le biais de mégaprojets. Compte tenu de leur envergure et de leur complexité, les mégaprojets offrent des possibilités particulières, mais posent aussi de sérieux problèmes. Ils peuvent avoir une incidence majeure sur les approvisionnements énergétiques canadiens, mais parallèllement, ils peuvent créer au Canada une demande

notable de produits et de services exigeant une main-d'oeuvre spécialisée et pour lesquels il existe un important marché mondial. Les retombées industrielles et régionales liées à de tels projets sont parfois propres à ces derniers et ne peuvent être obtenues autrement. En revanche, la nature concentrée de tels projets d'envergure peut se traduire par un développement industriel et régional instable, tel une "ruée vers l'or". Qui plus est, les formidables perturbations inhérentes à ces projets sont sources de préoccupations particulières des points de vue de l'écologie et de l'environnement.

L'électricité joue aujourd'hui un rôle beaucoup plus important dans l'économie canadienne que dans tout autre pays, rôle dont l'importance devrait s'accentuer au fur et à mesure de l'épuisement des réserves de pétrole brut classique et de gaz naturel. L'électricité peut être produite à partir d'un certain nombre de sources d'énergie primaire. En 1960, plus de 90 % de l'électricité canadienne était d'origine hydraulique. Avec le temps, les sites les plus accessibles et les plus économiquement aménageables ont été mis en valeur et la demande d'électricité a continué de croître de sorte que les autres méthodes de production d'électricité sont devenues plus abordables. Bien que le Canada demeure le plus important producteur d'hydro-électricité au monde, la part de l'électricité d'origine hydraulique dans la production canadienne de cette ressources énergétique a considérablement diminué. Vers 1986, cette part était tombée à 67 %, tandis que celles de l'électricité d'origine thermique et nucléaire atteignaient 18 et 15 %, respectivement. Bien que le rôle de l'électricité dans l'économie continuera vraisemblablement de gagner en importance, le dilemne demeure quant à l'équilibre approprié à établir entre l'électricité d'origines hydraulique, thermique et nucléaire.

D'autres sources d'énergie renouvelable, telles la biomasse, l'énergie solaire et les déchets solides, offrent de grandes possibilités. Toutefois, la mise en valeur de ces sources d'énergie demeure plus incertaine. Dans bien des cas, cela exigera des perfectionnements techniques, voire une véritable percée technologique, afin d'accroître leur attrait économique et de répandre leur usage.

Au chapitre de la consommation d'énergie, les pays industrialisés ont fait face aux crises pétrolières des années 70 et à la menace "pressentie" d'insécurité

énergétique en réduisant la part de l'énergie dans leur économie et en substituant d'autres ressources énergétiques au pétrole. Dès lors, la part du pétrole dans la demande d'énergie primaire est passée d'environ 60 %, au milieu des années 60, à près de 40 %, en 1986. Cette part a de plus en plus été consacrée aux transports, principal secteur où il n'existe présentement aucun substitut économique au pétrole. À court et à moyen terme, cet emploi particulier des approvisionnements en pétrole devrait se poursuivre et même augmenter. Le secteur des transports devrait donc continuer d'être vulnérable à toute interruption éventuelle des approvisionnements en pétrole.

La substitution d'autres carburants au pétrole dans le secteur des transports pose des problèmes techniques. Au nombre de ces carburants de remplacement on note le méthanol ou l'éthanol, le charbon liquifié et l'hydrogène. Compte tenu de l'envergure du secteur des transports, lequel compte pour près de 25 % de la consommation d'énergie totale, et de son importance stragétique, on ne pourra dire que le réseau énergétique est vraiment diversifié que lorsque ces problèmes technologiques auront été surmontés.

À long terme, il est possible que les tendances actuelles se maintiennent. Il est permis de croire qu'au XXI^{e} siècle, des techniques telles que les piles photovoltaiques, les superconducteurs ou la fusion nucléaire auront atteint un degré de perfectionnement tel qu'une nouvelle forme d'énergie abondante, bon marché et sans risque pour l'environnement dominera encore une fois les autres ressources énergétiques.

ANNEXE A

RÉGIMES FISCAL ET TARIFAIRE DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

1.0 Le principe de l'égalité des chances

Un nouveau système énergétique pluri-combustible semble poindre à l'horizon et soulève des craintes concernant l'égalité des chances sur le marché des diverses sources d'énergie qui se livrent une concurrence accrue pour satisfaire les besoins des utilisateurs finals. Ce principe revêt une signification différente pour chacun de nous. Globalement, toutes les sources d'énergie devraient pouvoir se livrer une concurrence loyale sur les marchés. Plus particulièrement, les mesures de tarification et fiscales adoptées par les gouvernements ne devraient pas empêcher les diverses sources d'énergie de se livrer une concurrence "juste". Toutefois, définir ce qu'est une concurrence loyale n'est pas chose facile.

La concurrence entre les sources d'énergie sur les marchés se fonde sur la structure des prix et tient compte de la fiabilité et de la souplesse d'utilisation d'une source d'énergie, autant de facteurs qui déterminent les avantages de celle-ci. De prime abord, les prix des marchés semblent "justes" lorsqu'ils ne sont pas faussés par des mesures telles que l'imposition de taxes déloyales ou l'octroi de subventions à des projets.

Pour comparer les effets des mesures gouvernementales sur la compétivité des diverses sources d'énergie, il est nécessaire d'avoir une meilleure vue d'ensemble des politiques gouvernementales. Il faut aussi tenir compte, par exemple, du contexte de réglementation et des politiques commerciales qui touchent à la fois les industries canadiennes et celles de nos principaux partenaires commerciaux. L'analyse de l'incidence des mesures gouvernementales ne doit pas se limiter aux interventions du gouvernement fédéral car, au Canada, les provinces jouent également un rôle important auprès des industries du secteur des ressources énergétiques. Il serait donc opportun d'étudier simultanément les différentes politiques adoptées par tous les paliers gouvernementaux, puisqu'elles peuvent tantôt se renforcer mutuellement, tantôt contribuer à l'équilibre du système énergétique.

Enfin, il nous faut aussi reconnaître que même sans intervention gouvernementale, les marchés ne fonctionnent pas toujours de façon parfaite. Les différents intervenants n'ont pas toujours accès à toutes les données dont ils ont besoin. Les sociétés mères peuvent restreindre les choix de leurs filiales. La nécessité d'engager d'importantes dépenses d'immobilisation pour pouvoir pénétrer un marché sans compétiteurs ou presque peut engendrer une situation de "monopole naturel" et des prix élevés. Les exigences des différents intervenants peuvent conduire à l'exclusion de certaines initiatives. Toutes ces situations peuvent influer sur les prix de l'énergie autant que les interventions des gouvernements.

Cependant, la structure des prix, même lorsqu'elle n'est pas faussée par différentes pratiques, n'est pas toujours un reflet exact de la réalité puisqu'il existe certains coûts que même un marché parfaitement compétitif ne laisse pas transparaître. Ces coûts peuvent revêtir une grande importance et être source d'inquiétudes pour la société. Ainsi, les dommages causés à l'environnement, fréquemment associés à la production et à la distribution de l'énergie, peuvent entraîner des coûts supplémentaires pour d'autres secteurs de l'économie. Ces coûts ne se reflètent pas dans le prix du marché de la ressource énergétique qui est responsable de ces dommages. Si ces effets sont plus marqués pour certaines sources d'énergie que pour d'autres, même un marché parfaitement compétitif et non faussé ne témoignera pas des différences qui existent dans les prix réels des diverses formes d'énergie.

L'évaluation "finale" du principe de l'égalité des chances entre les sources d'énegie devrait, par conséquent, tenir compte du fait que certaines inéquités apparentes peuvent se contrebalancer. Ainsi, il et possible que la réglementation gouvernementale ait été établie spécifiquement pour compenser l'impuissance des marchés à refléter les coûts totaux de production ou d'utilisation de certaines formes d'énergie. Aussi, "l'égalisation" de ces règlements ne pourrait que rendre la concurrence moins "loyale". De telles situations peuvent s'appliquer à d'autres mesures gouvernementales telles que les programmes d'encouragement fiscaux et de subventions.

L'évaluation de l'application du principe de l'égalité des chances est une tâche difficile qui déborde des objectifs du présent document. Cependant, étant

donné la tendance actuelle vers une concurrence accrue entre les diverses sources d'énergie, il deviendra encore plus important que les prix des ressources énergétiques reflètent les prix réels que ces diverses options coûtent à la société. Pour alimenter le débat sur cette question, la prochaine section des présentes trace l'évolution du processus de détermination des prix et des mesures fiscales dans le secteur du pétrole et du gaz, où le gouvernement fédéral a été, à certains moments, très engagé.

1.1 Régimes fiscales et tarifaire du secteur pétrolier et gazier

Les mesures fiscales concernant l'exploration et la mise en valeur des gisements de pétrole et de gaz naturel au Canada s'appuient sur les décisions des gouvernements fédéral et provinciaux en cette matière. Les droits et les responsabilités des divers paliers de gouvernement dans la gestion et la taxation des ressources non renouvelables sont prévus dans la Constitution canadienne. Ainsi, les gouvernements des provinces sont responsables de la gestion des ressources sur leur territoire. Pour sa part, le gouvernement fédéral possède des pouvoirs similaires à l'égard des ressources non renouvelables situées sur les terres de la Couronne (celles qui se trouvent à l'extérieur des frontières des provinces). Le gouvernement fédéral assume aussi la responsabilité de la réglementation des échanges commerciaux, y compris les échanges interprovinciaux et internationaux.

Les mesures gouvernementales telles que les redevances, les taxes et les stimulants influent sur la production canadienne de pétrole et de gaz naturel, de même que sur la recherche de réserves additionnelles. Les activités de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel sont sources de recettes dont la répartition entre les consommateurs et les producteurs ainsi qu'entre les différentes régions du pays est touchée par les mesures gouvernementales. C'est dans le but d'assumer leurs responsabilités que les divers paliers de gouvernement ont établi ces mesures auxquelles ils apportent des modifications de temps à autre.

Au cours des quinze dernières années, les variations du prix du pétrole sur les marchés mondiaux ont entraîné des changements majeurs dans la répartition des revenus provenant de nos ressources naturelles. En effet, une bonne partie des modifications apportées au

régime fiscal au cours de cette période visaient à corriger les effets qui nuisaient le plus aux activités d'exploration ou aux recettes gouvernementales. Très souvent, certains régimes de taxation ou de redevances se révélaient pertinents pour une certaine fourchette de prix mondiaux du pétrole brut, mais causaient des problèmes majeurs aux producteurs ou aux gouvernements lorsque se produisait une fluctuation importante du prix du pétrole. On en trouvera un bref aperçu ci-après.

Régimes tarifaire et fiscal relatifs au pétrole brut

Au cours des années 60 et au début des années 70, la plus importante initiative de politique du gouvernement fédéral vis-à-vis l'industrie pétrolière canadienne a pris la forme de la Politique nationale du pétrole, instaurée par le gouvernement Diefenbaker, en 1961. Cette initiative encourageait les raffineurs situés à l'ouest de la vallée des Outaouais à acheter du pétrole brut canadien plutôt que du pétrole importé moins coûteux, lequel, à cette époque, avait fait une percée jusqu'en Ontario. Côté fiscalité, la source la plus importante de recettes du gouvernement fédéral était l'impôt prélevé sur les profits des sociétés. Pour leur part, les recettes des provinces provenaient des redevances sur le pétrole brut produit sur les terres de la Couronne, de primes sur les terres payées par les sociétés en échange de droits d'exploration et de mise en valeur dans des zones spécifiques de terres ainsi que de l'impôt prélevé par les provinces sur les revenus des sociétés. Les sociétés pouvaient déduire les paiements de redevances aux provinces dans le calcul de leurs revenus imposables par le gouvernement fédéral.

Traditionnellement, les redevances ont toujours été perçues comme une réclamation légitime, de la part des propriétaires de ressources naturelles, d'une portion des profits provenant de l'exploitation commerciale de celles-ci. Les redevances ont toujours pris la forme d'une taxe prélevée sur les revenus bruts, mais elles ont, depuis, été modifiées de façon à mieux tenir compte du coût plus élevé de récupération des réserves marginales. Les taux de redevances actuellement en vigueur en Alberta, en Saskatchewan, en Colombie-Britannique ainsi qu'au Manitoba sont moindres pour le "nouveau" pétrole, plus coûteux, et pour le pétrole produit grâce à l'utiliation de méthodes de récupération assistée que pour "l'ancien" pétrole, moins cher. (Des régimes semblables s'appliquent pour le gas naturel.)

Les paiements de redevances aux provinces étant déductibles des revenus imposables par le gouvernement fédéral, les changements apportés au régimes provinciaux de redevances pouvaient influer grandement sur l'assiette fiscale fédérale. Au cours des années 50 et 60, les taux de redevances ont été relativement stables, atteignant un maximum de 16 2/3 %. Au début des années 70, la plupart des provinces ont augmenté leurs taux de redevances au moment où les prix mondiaux du pétrole connaissaient une hausse considérable, afin de profiter davantage de cette manne. Le 1er avril 1973, le taux maximum en Colombie-Britannique grimpait à 40 %; au même moment, l'Alberta imposait une taxe sur les réserves pétrolières qui fut par la suite abandonnée en faveur de taux de redevances plus élevés. Dans son discours sur le budget, au mois de novembre 1974, le gouvernement fédéral faisait connaître sa réponse à la diminution marquée de ses revenus en annulant la déduction des redevances aux fins du calcul de l'impôt sur les revenus des sociétés pétrolières et gazières. Pour compenser cette perte, le budget fédéral de juin 1975 accordait une compensation aux producteurs, sous la forme d'une indemnité sur les ressources équivalant à 25 % des revenus bruts provenant des ressources moins les coûts d'exploitation et d'administration, les paiements de redevances de production ainsi que les déductions pour amortissement. Au même moment, la majorité des provinces réduisait leurs taux de redevances en vue d'alléger le fardeau fiscal des entreprises.

En plus des changements destinés à alléger le fardeau fiscal sur les approvisionnements à prix élevé, les régimes de redevances ont aussi été modifiés dans le but de profiter plus efficacement des retombées économiques liées à l'augmentation des prix. Ainsi, en Alberta, selon le régime fiscal actuellement en vigueur, le taux de redevances sur le pétrole brut est de 21 2/3 % jusqu'à ce que les prix atteignent le seuil de 40,90 $ par mètre cube (6,50 $ le baril); au-delà de ce prix, le taux augmente. Le régime actuel de redevances réduit la possibilité de gains et de pertes énormes pour les entreprises, advenant des fluctuations des prix (comparativement à un taux fixe de redevances égal à la moyenne des taux maximum et minimum).

Bien que les régimes de redevances aient habituellement été perçus comme des instruments visant à générer des revenus pour les propriétaires de ressources

naturelles, les provinces canadiennes les ont aussi utilisés comme encouragements à l'exploration ou comme moyen d'atténuer les fluctuations cycliques à court terme que connaissaient les industries des ressources naturelles. Par exemple, la chute mondiale des prix du pétrole en 1986 a entraîné un allègement important des redevances dans les provinces canadiennes productrices d'énergie, à la fois sous la forme de réduction des taux et de prolongation des périodes d'exemption.

Vers 1973, la stabilité relative dont profitait l'industrie canadienne du pétrole en vertu du Programme énergétique national connaissait des heures plus sombres. En effet, en septembre 1973, la politique fédérale en matière de pétrole subissait un changement majeur, avec l'imposition d'un prix plafond pour le pétrole brut intérieur. Initialement, ce changement était une composante d'une mesure anti-inflationniste qui a eu des conséquences énormes sur la politique énergétique. Le mois suivant, l'Arabie décrétait un embargo sur le pétrole destiné aux États-Unis et éventuellement aux Pays-bas, embargo suivi d'une hausse des prix mondiaux du pétrole brut qui ont quadruplé. Ainsi, l'écart qui semblait à l'origine faible entre le prix réglementé canadien et celui des marchés internationaux se creusait considérablement. Ce ne sera que douze ans plus tard que l'on comblera cet écart.

La réglementation des prix du pétrole brut a modifié la répartition du loyer des ressources par le biais de mesures non fiscales. Pour instaurer ces dispositions spéciales concernant les prix, on a dû établir certains programmes ainsi que de nouvelles charges fiscales. Le gouvernement fédéral a instauré une taxe à l'exportation du pétrole brut pour combler la différence entre le prix réglementé au Canada et les prix en vigueur aux États-Unis. Dans les années suivantes, cette taxe devait nécessiter des ajustements continus. Un programme de compensation à l'importation du pétrole a été instauré pour s'assurer que les raffineurs utilisant du pétrole importé ne soient pas désavantagés comparativement à ceux qui utilisaient du pétrole canadien. Au départ, on avait prévu que les revenus provenant de la taxe à l'exportation du pétrole financeraient ce programme. Les restrictions sur l'exportation du pétrole brut et la réglementation des prix du pétrole aux États-Unis, dont le but était de contrer la taxe à l'exportation, n'ont jamais atteint cet objectif. Jusqu'à la fin des années 70, on a procédé à des rajustements périodiques à la hausse du prix plafond du pétrole brut par rapport aux niveaux mondiaux.

Pour stimuler l'intérêt des investisseurs dans de nouveaux projets pétroliers, des mesures additionnelles ont été prises. Par exemple, la production de pétrole provenant des sables pétrolières a pu être vendue au prix des marchés internationaux à la fin des années 70. (Le pétrole de Syncrude, à compter du mois d'août 1978, et celui de Suncor, d'avril 1979 à octobre 1980.) D'autres changements prévoyaient des mesures fiscales diverses. En novembre 1975, les provinces de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan annonçaient que les redevances sur le "nouveau" pétrole serait moins élevées. On a aussi instauré des encouragements à l'exploration. La Colombie-Britannique a entrepris de rembourser jusqu'à 75 % des dépenses d'exploration. Le budget fédéral de mai 1976 augmentait le taux des déductions pour amortissement de 15 % à 30 % pour les plate-formes de forage au large des côtes. Le budget fédéral de mai 1977 prévoyait des déductions spéciales pour épuisement et pour l'exploration dans les régions pionnières. Cette dernière mesure accordait aux entreprises une déduction fiscale additionnelle équivalente à 66 2/3 % des coûts de forage d'un puits excédant cinq millions de dollars, portant de cette façon à 200 % la déduction, pour fins d'impôt fédéral, des dépenses d'exploration pour les mégaprojets dans les régions pionnières (la déduction normale des dépenses d'exploration de 100 % et la déduction pour épuisement de 33 1/3 % mise en place dans le budget de novembre 1974 venaient compléter le total).

À la suite de la crise iranienne du pétrole de 1978-1979, le gouvernement fédéral mettait sur pied, le 18 octobre 1980, le Programme énergétique national. Ce programme comprenait un régime de fixation des prix du pétrole et du gaz naturel ainsi qu'un régime fiscal destiné à promouvoir des investissements adéquats dans cette industrie. Plusieurs provinces s'étant montrées mécontentes de bon nombre de facettes du Programme énergétique national, le gouvernement fédéral a dû procéder à une série d'ententes bilatérales relatives aux prix de l'énergie et aux mesures fiscales avec les provinces de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Ces ententes, qui ont été conclues au cours de la deuxième partie de 1981, venaient modifier les dispositions touchant les prix du Programme énergétique national, tout en laissant intactes une bonne partie des mesures fiscales.

On a établi deux catégories de pétrole. Le nouveau pétrole (c'est-à-dire le pétrole produit grâce à l'extraction minière des sables pétrolifères, le pétrole découvert après le 31 décembre 1980 ou le pétrole découvert avant cette date, mais récupéré à l'aide de techniques du secteur tertiaire mises en oeuvre après le 31 décembre 1980) serait assujetti au prix de référence du nouveau pétrole, basé sur une moyenne variable du prix mondial du pétrole rajusté selon la qualité du produit. L'ancien pétrole (c'est-à-dire le pétrole découvert avant le 1er janvier 1981) serait vendu au prix du pétrole classique. Il a été convenu que ce dernier ne pourrait excéder 75 % du coût moyen du pétrole brut importé à Montréal. Les revenus additionnels des sociétés résultant de cette modification seraient imposables par le gouvernement fédéral à un taux de 50 %, en vertu de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières supplémentaires (TRPGS).

Tout le pétrole utilisé au Canada serait assujetti à un droit compensatoire qui permettrait de combler la différence entre les prix à la production du "nouveau" et de "l'ancien" pétrole ainsi que de compenser pour les subventions offertes aux raffineries utilisant du pétrole importé. Ainsi, les coûts d'achat des raffineries correspondraient aux coûts de livraison du pétrole "ancien", majorés du droit compensatoire.

Une nouvelle mesure importante a été instaurée par le gouvernement fédéral, la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG). Cette taxe était prélevée sur les revenus bruts de production des entreprises, une fois les dépenses d'exploitation soustraites, et se situait par conséquent quelque part entre une redevance sur les revenus bruts et un impôt sur le revenu. Au départ, cette taxe était prélevée au taux de 8 %.

Le Programme énergétique national prévoyait des stimulants à l'exploration et à la mise en valeur, accordés au moyen de subventions plutôt que par des déductions d'impôt sur le revenu. La déduction gagnée pour épuisement, selon laquelle une proportion des dépenses admissibles d'exploration, de mise en valeur et d'acquisition d'éléments d'actif pouvait être déduite lors du calcul de l'impôt fédéral sur le revenu des sociétés, a été supprimée progressivement et remplacée par le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP). L'administration de ce programme visait à promouvoir les objectifs de canadianisation et des régions.

Régimes tarifaire et fiscal du secteur du gaz naturel

La réglementation des prix du gaz naturel au Canada a été instaurée de façon différente de celle du pétrole. En 1971, le courant de pessimisme qui régnait, au sujet des approvisionnements en gaz naturel, a forcé l'Office national de l'énergie à refuser les exportations nouvelles de gaz naturel. Cette décision a eu pour conséquence de réduire la compétitivité de ce secteur. Des études effectuées par l'Alberta Energy Resources Conservation Board (publiées en 1972) et par la British Columbia's Energy Commission (complétées en septembre 1973) ainsi que le témoignage du Président de l'Office national de l'énergie (ONE) devant le Comité parlementaire permanent sur les ressources naturelles et les travaux publics, souscrivaient unanimement à l'opinion selon laquelle les prix du gaz naturel n'augmentaient pas à un rythme suffisant pour compenser l'augmentation des coûts. (Le rapport produit par l'Alberta soulignait la rigidité des contrats et la concentration des acheteurs comme causes de cette situation).

En janvier 1974, l'Alberta amendait la Arbitration Act de façon à rectifier la valeur énergétique du gaz naturel aux fins de renégociation des prix. En avril 1975, le Conseil d'arbitrage de l'Alberta proposait d'augmenter le prix au gisement du gaz naturel produit dans la province, le faisant passer de 60¢ à 1,15 $ par mille pieds cubes. Si cette augmentation de prix avait été appliquée, le 1er novembre 1974, tel que suggéré, le prix à Toronto aurait augmenté approximativement à 1,65 $ par mille pieds cubes.

Peu de temps auparavant, le gouvernement fédéral avait adopté la Loi sur l'administration des ressources pétrolières qui accordait au Cabinet fédéral pleins pouvoirs de détermination des prix du gaz naturel transporté au-delà des frontières des provinces aux fins de consommation intérieure (le prix du gaz naturel produit et consommé à l'intérieur de chaque province demeurait sous la juridiction de celle-ci). Cette nouvelle loi devait devenir le fondement d'une disposition du budget fédéral de juin 1975 qui établissait le prix en vigueur à Toronto à 1,25 $, à compter du 1er novembre. Ce prix équivalait à 85 % du coût du pétrole brut à Toronto. Jusuqu'à la fin de cette décennie, des ententes successives au sujet des prix entre le Canada et l'Alberta ont maintenu ce rapport avec

le prix en vigueur à Toronto, qui atteignait 2,60 $, le 1er september 1980. Un surplus de gaz naturel en Alberta a été invoqué pour justifier le report de l'objectif mentionné précédemment d'une parité-BTU de 100 % avec le pétrole brut importé.

Les contrôles des prix des exportations de gaz naturel ont été mis en vigueur le 1er janvier 1975 et fixés à 1,00 $ par mille pieds cubes. Des augmentations subséquentes ont permis au gaz naturel de rejoindre la moyenne des prix des combustibles concurrents aux États-Unis, conformément aux critères d'exportation établis par l'Office national de l'énergie. En 1977, le prix à l'exportation était lié au prix des importations de pétrole brut au Canada. Cette nouvelle mesure avait été annoncée par l'Office national de l'énergie, au mois d'août 1979, et avait servi de fondement à l'augmentation autorisée des prix (à 2,80 $ US par mille pi^3) annoncée le mois précédent. En mars 1980, le principe de prix équivalent de l'énergie devenait officiel, grâce à une entente intervenue entre les gouvernements du Canada et des États-Unis (formule Duncan-Lalonde). Dans ce cas, l'augmentation des prix autorisée en vertu de cette entente à souvent été reportée, à cause des craintes manifestées par des producteurs canadiens au sujet des conséquences de cette augmentation sur les volumes d'exportation. Au début des années 80, un surplus de livraison de gaz naturel aux États-Unis et l'effondrement des prix mondiaux du pétrole ont entraîné des réductions du prix d'exportation du gaz naturel.

Les prix du gaz naturel ont été sérieusement touchés par le Programme national de l'énergie et les ententes fédérale-provinciales subséquentes. Le prix indice de Toronto a été remplacé par le prix à la frontière albertaine (ABP), devenu prix de référence du gaz naturel. Le ABP a été établi pour réduire le prix en vigueur à Toronto, y compris la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz, de 85 % à 65 % du prix équivalent en énergie du pétrole brut livré à Toronto. (Établie en vertu des dispositions du PEN, cette taxe s'appliquait à tous les gaz produits au Canada et était initialement de 30¢ par mille pieds cubes). Cette politique des prix visait à encourager la substitution du gaz naturel au pétrole, afin de réduire la dépendance du Canada vis-à-vis des importations de cette ressource. Des dispositions ont été prises pour augmenter le ABP de 25¢ par mille pi^3 à chaque six mois, à comter du 1er février 1982. La taxe serait ajustée pour

conserver le ratio-parité à 65 %. La province de l'Alberta était d'accord pour que les encouragements au développement du marché versés au gouvernement fédéral servent à financer le prolongement des réseaux de transmission et de distribution du gaz naturel vers de nouveaux marchés intérieurs.

Développements récents

Les régimes tarifaire prévus dans les ententes pour le pétrole et le gaz naturel se sont révelés inapplicables à cause de la chute mondiale des prix du pétrole, et, par conséquent, de l'impossibilité des diverses catégories de pétrole canadien d'atteindre les prix élevés qui avaient été prévus. Plusieurs entreprises ont éprouvé de grandes difficultés à respecter leurs divers engagements fiscaux. Comme résultat, les ententes ont dû être renégociées, en ajoutant un certain nombre de modifications aux régimes tarifaires et fiscaux applicables aux diverses catégories de brut. Les provinces ont dû réduire leurs taux de redevances. De tels ajustements ont continué à se faire jusqu'en 1985, alors qu'une série de mesures ont été prises pour réviser complètement les régimes fiscal et tarifaire visant le pétrole et le gaz naturel.

En mars 1985, le gouvernement fédéral et les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique signaient l'Accord de l'Ouest. Cet accord mettait fin à la réglementation des prix du pétrole, éliminait les taxes à l'exportation du pétrole ainsi qu'un certain nombre de taxes sur l'énergie - la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz, la taxe spéciale de propriété canadienne (utilisée pour défrayer une partie des coûts d'acquisition de Petrofina par Petro-Canada), et le droit compensatoire sur le pétrole (utilisé pour fins de compensation à l'importation). La taxe sur les recettes du pétrole et du gaz a été supprimée totalement pour les nouveaux mégaprojets et devait être éliminée graduellement pour les projets en cours le 1er janvier 1989, par le biais de réductions des taux. (En réponse à la chute mondiale des prix du pétrole, le gouvernement du Canada a dû accélérer cette élimination graduelle, et cette taxe a été abolie le 1er octobre 1986.) L'affectation des subventions prévues par le PESP a pris fin le 31 mars 1986, mais certains paiements seront encore versés jusqu'au 31 décembre 1987, en vertu de clauses d'exception.

L'Accord sur les prix et les marchés du gaz naturel conclu par le gouvernement fédéral et les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique a été annoncé le 31 octobre 1985. On avait déjà procédé à la déréglementation des prix des exportations de gaz naturel en 1984. L'Accord sur le gaz naturel relâchait davantage les contrôles sur les exportations et mettait en place un processus de déréglementation des prix du gaz naturel canadien le 1er novembre 1986.

En plus des accords relatifs au pétrole et au gaz naturel sur les terres appartenant aux provinces, le gouvernement fédéral a entrepris une révision importante de la politique énergétique sur les régions pionnières. L'Accord de l'Atlantique, signé en février 1985 avec le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador, et l'Accord Canada- Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières au large des côtes, signé en août 1986, accordaient aux gouvernements provinciaux respectifs le droit d'établir les taux de redevances dans les régions visées au large des côtes et les modalités connexes.

Au mois d'octobre 1985, le gouvernement fédéral annonçait son intention d'établir un nouveau régime applicable aux régions pionnières pour lesquelles la responsabilité d'établir des redevances n'avait pas encore été transférée aux provinces. Les taux de redevances des nouveaux projets ont été établis à 1 % des revenus bruts de production, augmentant à 5 %, à raison d'une majoration de 1 % tous les 18 mois. À la suite du paiement de l'investissement initial (qui se fera à une date déterminée de concert avec l'industrie et le gouvernement de la province ou du territoire concerné), les redevances seront égales au plus élevé des montants suivants: 5 % des revenues bruts ou 30 % du capital investi. En ce qui concerne les puits d'exploration dans les régions pionnières, un crédit de redevance à l'investissement est aussi possible, lequel équivaut à 25 % des coûts d'un puits, jusqu'à concurrence de cinq millions de dollars. De plus, un crédit d'impôt à l'exploration est aussi offert au Canada. Ce crédit équivaut à 25 % des dépenses d'exploration en sus de cinq millions de dollars, par puits. Pour ce qui est des investisseurs qui ne payent pas d'impôt, ce crédit est remboursable dans une proportion de 40 %.

Le tableau A.1 présente un résumé de l'incidence des modifications apportées aux régimes tarifaire et fiscal susmentionnés sur le partage des recettes entre le gouvernement et l'industrie, au cours de la période de 1979-1986.

TABLEAU A-1

Parts des recettes en amont: industrie et gouvernements (en milliards de dollars)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Part de l'industrie								
Ressources d'autofinancement (avant intérêt)	6,3	8,2	7,0	8,3	10,1	11,4	12,7	7,8
PESP et autres subventions	0,1	0,1	0,9	1,6	1,8	1,9	1,8	1,0
Paiements fonciers aux provinces	(1,4)	(1,5)	(0,8)	(0,5)	(0,7)	(0,9)	(1,3)	(0,5)
Part totale de l'industrie	5,0	6,9	7,1	9,4	11,1	12,4	13,2	8,4
Part des provinces								
Redevances et impôt sur la propriété foncière libre	4,1	4,5	4,6	5,3	5,7	6,0	5,7	3,1
Paiements fonciers	1,4	1,4	0,8	0,5	0,7	0,9	1,3	0,5
Impôt sur le revenu des sociétés	0,1	0,1	0,2	0,1	0,3	0,6	0,5	(0,2)
Droit à l'exportation du pétrole	0	0,1	0,4	0,2	0,1	0,2	0,2	0
PESP et autres subventions	(0,1)	(0,1)	(0,4)	(0,5)	(0,4)	(0,4)	(0,5)	(0,3)
Part totale des provinces	5,5	6,0	5,6	5,7	6,5	7,3	7,2	3,1

Part du gouvernement fédéral

TRPG et TRPS	0	0	1,0	2,1	2,1	2,5	2,3	0,5
Impôt sur le revenu des sociétés	1,0	0,9	1,3	1,7	2,3	2,4	2,5	0,8
Taxe sur le gaz nat. et les GPL	0	0,1	0,8	1,2	0,8	0	0	0
Taxe de participation canadienne	0	0	0,6	0,9	0,9	0,9	0,5	0
Droit à l'exportation du pétrole	0,4	0,7	0,4	0,2	0,1	0,2	0,2	0
Indemnisation pétrolière nette	(1,4)	(2,7)	(0,1)	0,3	(0,2)	(1,0)	(0,3)	0
Paiements fonciers	–	–	–	–	–	–	–	–
Subventions du PESP	0	0	(0,5)	(1,1)	(1,4)	(1,5)	(1,3)	(0,7)
Part totale du gouv. fédéral	**0**	**(1,0)**	**3,4**	**5,3**	**4,5**	**3,4**	**4,0**	**0,6**
Grand total	**10,6**	**11,9**	**16,1**	**20,4**	**22,1**	**23,1**	**24,3**	**12,0**

Parts des recettes en amont: industrie et gouvernements (en pourcentage du total)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Part de l'industrie	47,5	57,9	44,2	45,9	50,3	53,6	54,0	69,6
Part des provinces	52,1	50,4	34,6	27,9	29,2	31,5	29,8	25,8
Part du gouvernement fédéral	0,4	(8,3)	21,2	26,2	20,4	14,9	16,2	4,6
Grand total	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

ANNEXE B

TABLEAUX STATISTIQUES

ANNEXE B.1.0

Facteurs de conversion

	Unité	Contenu énergétique (en GJ)
Gaz	$10^3 m^3$	37,97
Pétrole	m^3	39,00
Charbon		
Bitumineux	T	29,30
Lignite	T	15,36
Sub-bitumineux	T	19,76

Conversion en millions de barils d'équivalent pétrole

Pour convertir	de	multiplier par
Pétrole	Millions de m^3	6,293
Gaz	Exajoules	161,36
Charbon	Petajoules	0,16136
Bitumineux	Mégatonnes	4,728
Lignite	Mégatonnes	2,483
Sub-bitumineux	Mégatonnes	3,188

ANNEXE B.1.1

ÉNERGIE PRIMAIRE PAR SOURCE
(EN %)

Période	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Hydro-électricité	Nucléaire[1]	Énergies renouvelables
1871	0,5		11,0			88
1881	0,9		20,0			79
1886	2,0		22,0			77
1891	1,4		38,0			60
1895	2,0		39,0			59
1900	1,0		51,0			47
1905	1,0		66,0			33
1910	2,0	2	74,0			23
1915	4,0	3	69,0			23
1920	6,8	0,4	75,0	1,5		16,3
1925	13,3	1,8	68,2	1,4		15,3
1930	15,0	2,2	63,1	4,1		15,3
1935	17,9	2,2	57,2	6,7		16,0
1940	20,1	2,7	57,5	6,5		13,2
1945	21,1	2,7	57,4	7,0		11,8
1950	32,6	3,1	49,2	7,2		7,9
1955	49,2	5,8	31,5	8,5		5,0
1960	54,4	13,2	16,9	10,8		4,7
1965	57,4	15,2	15,1	9,8		2,5
1970	55,1	18,4	11,8	9,2	0,1	5,4
1975	54,2	22,0	9,5	10,0	0,6	3,7
1980	50,6	21,9	11,6	10,0	1,6	4,3
1985	40,1	25,5	14,6	12,1	2,7	5,0
1986	40,2	24,7	13,7	12,8	3,2	5,4

1. Converti à 3.6 MJ/kwh

Source : 1870-1915 : F.R. Stewart, "Energy Consumption in Canada Since Confederation", Energy Policy, Volume 6, No. 3, Septembre 1978

1920-1986 : Guide statistique sur l'énergie
Énergie, Mines et Ressources, 1987

ANNEXE B.1.2.1

REVENUS BRUTS DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA 1986

(En millions de dollars)

Services publics d'électricité (1985)	16 218
Pétrole et gaz	
- Amont	16 896
- Aval	26 376
Charbon(1)	1 610
Uranium(2)	924
TOTAL	62 024

(1) Valeur à la sortie des mines.

(2) Valeur à la sortie des usines de traitement du minerai.

Source : É.M.R.

ANNEXE B.1.2.2

EMPLOIS DANS LE DOMAINE DE L'ÉNERGIE AU CANADA
MARS 1987
(En milliers)

Mines d'uranium	4,3
Mines de charbon	10,8
Pétrole brut et gaz naturel	40,7
Contrats de forage pétrolier	8,9
Divers services associés à l'extraction	20,7
Raffineries de pétrole	18,4
Divers produits tirés du pétrole et du charbon	0,7
Transport pipelinier	7,8
Énergie électrique	82,8
Distribution du gaz	12,5
Commerce des produits pétroliers	24,1
Postes d'essence	73,4
Total	304,3

Source : Statistique Canada, Emploi, gains et durée du travail, mars 1987, Tableau 1.1

APPENDIX B.1.2.3

INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE
1986

	En millions de dollars de 1981
Investissement total dans le secteur de l'énergie	11 355,8
Investissement total	80 272,4

Source : É.M.R.

APPENDIX B.1.2.4

CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR PRINCIPALE ACTIVITÉ INDUSTRIELLE
1984

Principaux groupes ou industries	(1) Coût du combustible et de l'électricité en p. cent de la valeur du produit	(2) Coût du combustible et de l'électricité en p. cent de la valeur ajoutée
Industrie des aliments	1,78	6,19
Industrie des boissons	2,38	4,08
Industrie du tabac	0,70	1,43
Industrie du caoutchouc	2,86	5,79
Industrie des produits en matière plastique	2,29	5,17
Industries du cuir et activités connexes	1,24	2,46
Industrie primaire du textile	3,72	8,80
Industrie textile	2,70	6,13
Industrie du vêtement	0,80	1,54
Industrie du bois	3,52	8,77
Industrie du meuble et des articles d'ameublement	1,43	2,75
Industries du papier et activités connexes	10,36	24,11
- Industrie de la pâte de bois	11,13	26,15
- Industrie du papier journal	14,78	31,29
- Industrie du cartonnage	17,29	39,94
- Industrie des boîtes de carton ondulé	1,69	4,96
Première tranformation des métaux	6,50	15,58
- Fonte et affinage des métaux non ferreux	9,46	18,58
- Aciéries	6,77	17,49
Fabrication de produits en métal	1,84	3,84
Fabrication de machines	1,36	2,67
Fabrication d'équipement de transport	0,89	2,73
Fabrication de produits électriques et électroniques	1,16	2,22
Fabrication de produits minéraux non métalliques	9,75	19,12
- Fabrication de produits en argile	16,79	27,05
- Fabrication de ciment	21,20	35,39
- Fabrication d'abrasifs	14,08	33,26
- Industrie de la chaux	34,84	68,90
Fabrication de produits du pétrole et du charbon	1,38	12,27
Industrie chimique	7,06	17,50
Total (toutes les industries)	3,18	8,24

Source : Établi à partir du tableau 3 de Industries manufacturières du Canada : niveaux national et provincial, Statistique Canada, Catalogue 31-203

ANNEXE B.1.2.5

PART DU CANADA DANS L'INDUSTRIE MONDIALE
DE L'ÉNERGIE, 1986
(EN P. CENT DU TOTAL MONDIAL, SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	Percent
Réserves prouvées de pétrole brut	0,99
Réserves prouvées de gaz naturel	2,76
Estimation des réserves de charbon récupérable (1981)	0,66
Production d'énergie primaire* (1985)	3,86
Production de pétrole brut	2,67
Consommation de produits pétroliers (1984)	2,51
Production de gaz sec naturel (1985)	4,63
Production de charbon (1985)	1,40
Production d'hydro-électricité (1985)	15,03
Production d'énergie nucléaire (dans les pays non-communistes)	5,42

Source : Annual Energy Review, 1986
Energy Information Administration (E.I.A.),
Department of Energy, Washington, D.C., 1987

* L'énergie primaire comprend le pétrole brut, les condensats extraits des hydrocarbures gazeux, les liquides de gaz naturel, le gas sec naturel, le charbon, la production nette d'hydro-électricité et la production nette d'énergie nucléaire. Elle ne comprend pas l'énergie produite à partir du bois ou des déchets, l'énergie géothermique, éolienne, ou photovoltaique, ni l'énergie thermique solaire.

ANNEXE B.1.3a

PRODUCTION D'ÉNERGIE,
PAYS CHOISIS DE L'OCDE
(En petajoules, 1984)

É.U.	66 231
Canada	9 445
Royaume-Uni	8 516
Allemagne	5 284
Australie	4 632
Norvège	2 919
France	2 899
Japon	2 190
Italie	883

Source : Rapport de l'ONE, 1986, L'énergie au Canada, offre et demande 1985-2005, page 134

ANNEXE B.1.3b

PRODUCTION D'ÉNERGIE PAR HABITANT
(en gigajoules, 1984)

Norvège	711,9
Canada	374,8
Australie	298,8
É.-U.	279,8
Pays-Bas	185,9
Royaume-Uni	150,7
Suède	112,5
Nouvelle Zélande	90,3
Allemagne	86,3
France	52,8

Source : Rapport de l'ONE, 1986, page 134

ANNEXE B.1.4

PART DE LA PRODUCTION CANADIENNE EXPORTÉE
1986

	Production	Exportation	Exportation/ Production (%)
Gaz naturel (liquides de gaz naturel non compris; en milliards de m^3)	81 420	21 090	25,90
Électricité (en GWh)	455 820	38 934	8,55
Charbon (en kilotonnes)	56 843	25 443	44,76
Uranium (en tonnes)	11 725[a]	9 096[b]	77,6
Pétrole (en milliers de m^3/jour)			
Brut lourd (bitume et pentanes compris)	60,2	52,3	86,9
Brut léger et moyen (Pétrole synthétique et condensats compris)	189,7	40,2	21,2
Produits, GPL	272,6	37,0	13,6

Source : Statistique Canada

a. É.M.R.
b. C.C.E.A.

ANNEXE B.1.5

PART DU CANADA DANS LES IMPORTATIONS DES É.-U.
1986

	Importations totales des É.-U.	Importations provenant du Canada	Part du Canada
Pétrole brut et produits pétroliers (en milliers de b/d)	6061	790	13,0%
Gaz naturel (en milliards de p^3)	754	752	99,7%
Charbon (en milliers de tonnes courtes)	2212	400	18,1%
Électricité[a] (en milliards de KWh)	45,9	45,6	99,3%
Uranium (en tonnes)	7214	4001[b]	55,5%

Source : Energy Information Administration - Monthly Energy Review, décembre 1986

a. Electricity Trade Forecast, U.S. Department of Energy, September 1986 (données de 1985)

b. C.C.E.A.

ANNEXE B.1.6.1

COMMERCE ÉNERGÉTIQUE
(En millions de dollars de 1986)

	Exportations d'énergie	Importations d'énergie
1960	542,0	1 613,1
1961	853,4	1 567,9
1962	1 152,6	1 550,9
1963	1 230,7	1 702,7
1964	1 408,3	1 688,1
1965	1 612,8	1 901,4
1966	1 612,7	2 011,3
1967	1 906,9	2 101,9
1968	2 146,0	2 285,0
1969	2 455,2	1 996,0
1970	3 049,0	2 312,3
1971	3 876,8	2 487,1
1972	4 966,1	2 839,8
1973	6 224,9	3 261,0
1974	9 660,8	6 703,7
1975	9 511,6	7 321,4
1976	9 153,3	7 060,7
1977	8 945,9	6 500,5
1978	9 958,8	6 424,1
1979	12 413,7	7 499,9
1980	12 876,0	10 278,1
1981	13 558,4	11 214,7
1982	13 715,3	7 619,4
1983	13 765,5	5 760,5
1984	15 600,1	6 488,0
1985	17 140,4	6 417,1
1986	12 128,0	5 293,0

Source : Statistique Canada

ANNEXE B.1.6.2

COMMERCE ÉNERGÉTIQUE

(En milliards de dollars de 1986)

		Importations	Exportations
Pétrole brut	Total	2,885	3,774
	É.-U.	0,220	3,750
	Autre	2,665	0,024
Produits pétroliers et GPL	Total	1,494	2,080
	É.-U.	0,917	1,972
	Autre	0,577	0,108
Gaz naturel	Total	--	2,48
	É.-U.		2,48
Électricité	Total	0,009	1,080
	É.-U.	0,009	1,080
Charbon	Total	0,744	1,851
	É.-U.	0,744	0,014
	Japon	--	1,312
	Autre	--	0,525
Uranium[a]	Total	--	0,800
	É.-U.	--	0,356
	Autre	--	0,444

Source : Statistique Canada, 65-004, 65-007

a. Volumes de la CCEA à 89$/kg.

ANNEXE B.1.7.1

UTILISATION FINALE D'ÉNERGIE/PIB

(En millions de barils d'équivalent pétrole par milliards de dollars US de 1980)

	1973	1984
Canada	4,3811	3,7317
États-Unis	4,3589	3,3466
Allemagne	2,1793	1,6919
Royaume-Uni	2,2508	1,7480
Norvège	2,4492	2,0128
Japon	2,2846	1,4973
Australie	2,5373	2,2869

Nota : Convertis de Mtep en Mbep en fonction du facteur mondial moyen de 7.33 bep par 1 tep.

Source : Politiques et programmes énergétiques des pays membres de l'AIE.
OCDE, 1986

ANNEXE B.1.7.2

DEMANDE D'ÉNERGIE POUR UTILISATION FINALE
PAR COMBUSTIBLE
1984

	Electricité	Produits pétroliers	Gaz naturel	Charbon, coke et gaz de cokerie	Énergies renouvelables et vapeur	Autre
gion			en % du total			
gion de l'Atlantique	18,5	64,1	--	1,6	14,7	1,0
ébec	32,2	47,4	11,6	1,3	5,9	1,6
tario	16,6	38,4	29,7	8,4	5,1	1,9
nitoba	19,7	44,0	29,6	1,2	4,2	1,4
skatchewan	12,8	45,8	34,5	1,5	3,8	1,6
berta	9,8	30,8	51,0	0,2	1,3	6,9
lombie-Britannique Territoires	18,1	37,4	20,6	0,4	22,5	1,0
nada	19,0	41,4	26,1	3,6	7,5	2,4

ırce : Office national de l'énergie
L'énergie au Canada, offre et demande 1985-2005
Tableau A3-7, pages. 211 à 226.

ANNEXE B.2.0

RÉPARTITION DE LA PRODUCTION CANADIENNE DE PÉTROLE BRUT
1965-1986
(En milliers de barils par jour)

	Utilisation intérieure	Exportations
1965	603	307
66	641	351
67	666	419
68	699	468
69	734	562
1970	767	677
71	773	764
72	707	1 056
73	770	1 266
74	882	1 030
1975	833	803
76	962	529
77	1 143	353
78	1 173	307
79	1 492	274
1980	1 367	222
81	1 200	225
82	1 170	249
83	1 101	400
84	1 132	458
1985	989	641
86*	967	792

Source : ONE, 1986; tableaux A3-3, A6-15 (Historique)

* Estimation selon le scénario de prix élevé

ANNEXE B.2.1.1

PRODUCTION ET RÉPARTITION DU PÉTROLE BRUT
1986

(En milliers de m^3 par jour)

Approvisionnements	
(1) Production intérieure	
- Saskatchewan	32,1
- Alberta	205,2
- Colombie-Britannique	5,9
- Autre	6,7
	249,9
(2) Importations	56,4
Total	306,3
Répartition	
(1) Raffinage intérieur	
- Région de l'Atlantique	29,5
- Québec	39,6
- Ontario	73,1
- Alberta	45,5
- Colombie-Britannique	20,7
- Autre	6,3
	214,7
(2) Exportations	92,5
Total	307,2
Variation des stocks	- 0,9
	306,3

Source : É.M.R.

ANNEXE B.2.1.2

PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT PAR GENRE

1986

(En milliers de m^3 par jour)

Production	
- Léger	149,4
- Moyen	10,6
- Lourd	29,4
- Bitume brut	14,8
- Synthétique	29,4
- Condensats/Pentanes	16,3
	249,9

Source : É.M.R.

ANNEX B.2.4

RÉPARTITION DE LA PRODUCTION CANADIENNE DE GAZ NATUREL
1965-1986
(En milliards de pi^3 par année)

	Utilisation intérieure	Exportations
1965	607	423
1966	669	451
1967	719	536
1968	796	631
1969	875	711
1970	1 054	815
1971	1 169	953
1972	1 362	1 055
1973	1 441	1 074
1974	1 522	1 001
1975	1 527	968
1976	1 590	967
1977	1 668	1 023
1978	1 714	902
1979	1 807	1 039
1980	1 835	820
1981	1 805	783
1982	1 840	803
1983	1 868	726
1984	2 024	771
1985	2 139	942
1986*	2 158	810

Source : ONE, 1986; tableaux A3-3, A5-3 (Historique)

* Estimation selon le scénario de prix élevé

ANNEXE B.2.5.1

PRODUCTION ET RÉPARTITION DE GAZ NATUREL
1986

(En milliards de m^3)

	Approvisionnements		
	(1) Nouvelle production brute		
	- Saskatchewan		2,43
	- Alberta		95,59
	- Colombie-Britannique		8,40
	- Autre		1,20
			107,62
moins	(2) Gaz injecté et stocké		14,06
	Nouvelle production nette		93,56
	Répartition		
	(1) Transformé en GPL et $C5^+$	12,14	
	(2) Exportations	21,09	
	(3) Consommation intérieure	60,33	
	Total		93,56

Source : É.M.R.

ANNEXE B.2.5.2

CONSOMMATION DE GAZ NATUREL AU CANADA
1986

(En millards de m^3)

Par province	
- Québec	5,01
- Ontario	20,51
- Saskatchewan	3,63
- Alberta	23,70
- Colombie-Britannique	5,43
- Autre	2,05
Total	60,33
Par secteur d'utilisation finale	
- Industriel	18,23
- Agricole et résidentiel	13,55
- Public et commercial	10,95
- Consommation des producteurs	10,44
- Autre	7,16
Total	60,33

Source : É.M.R.

ANNEXE B.2.6

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ AU CANADA
TWh

	Hydro-électricité	Électricité thermique	Nucléaire
1960	104,70	9,8	0
1965	117,06	27,21	0
1970	158,60	45,10	1,0
1975	202,40	58,10	11,9
1980	250,80	79,90	35,9
1985	300,90	88,40	57,1
1986	308,00	81,00	67,0

Source : É.M.R.

ANNEXE B.2.7

PART DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LA DEMANDE D'ÉNERGIE AU CANADA, 1975-1985

DEMANDE INTÉRIEURE D'ÉNERGIE PRIMAIRE PAR SOURCE
(En %)

	1975	1986
Pétrole	54,2	40,2
Gaz	22,0	24,7
Charbon	9,5	13,7
Électricité	10,6	16,0
Autres	3,7	5,4
Total en PJ	5527	6264

Source : Guide statistique sur l'énergie, É.M.R.

ANNEXE B.2.8

COMMERCE DE L'ÉNERGIE AU CANADA
1986
ÉLECTRICITÉ

Livraisons

De	À	GWh
Terre-Neuve	Québec	30 695
Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	71
Nouveau-Brunswick	Île du Prince-Édouard	610
Nouveau-Brunswick	Nouvelle-Écosse	620
Québec	Nouveau-Brunswick	7 204
Québec	Ontario	7 292
Ontario	Québec	17
Ontario	Manitoba	5
Manitoba	Ontario	735
Manitoba	Saskatchewan	1 211
Saskatchewan	Manitoba	1 076
Alberta	Colombie-Britannique	617
Colombie-Britannique	Alberta	553

Provenance des exportations vers les É.-U.	GWh
Nouveau-Brunswick	6 652
Québec	12 640
Ontario	6 757
Manitoba	7 009
Saskatchewan	110
Colombie-Britannique	2 103
TOTAL	35 271

Répartition des exportations provenant des É.-U.	GWh
Nouveau-Brunswick	48
Ontario	162
Saskatchewan	22
Alberta	2
Colombie-Britannique	1
TOTAL	235

Source : Direction de l'électricité
Secteur des ressources énergétiques, É.M.R.

ANNEXE B.2.9

RESSOURCES HYDRO-ÉLECTRIQUES

(En MW)

	Capacité installée et en construction (1986)	Sites pouvant être mis en valeur de façon économique
T.N.-O./Yukon	131	10 000
Colombie-Britannique	10 844	17 285
Alberta	734	4 600
Saskatchewan	828	935
Manitoba	4 921	6 060
Ontario	7 173	1 830
Nouveau-Brunswick	903	460
Novuelle-Écosse	366	48
Québec	25 812	20 500
Terre-Neuve/Labrador	6 417	4 650
Total	58 129	66 368

Source : É.M.R. L'énergie électrique au Canada, 1986

É.M.R. Electricity Undeveloped Power Sites, 1983

ANNEXE B.2.10

COMMERCE DE L'ÉNERGIE AU CANADA: CHARBON (1986)

LIVRAISONS DE

		Nouvelle-Écosse		N.-B.	Sask.	Alberta		C.-B.		Canada	
		mét.	therm.	therm.	therm.	mét.	therm.	mét.	therm.	mét.	therm.
						KILOTONNES					
	Terre-Neuve	--	1	--	--	--	--	--	--	--	1
L	Î.-P.-É.	--	5	--	--	--	--	--	--	--	5
I	Nouvelle-Écosse	163	2 241	--	--	--	--	--	--	163	2 241
V	Nouveau-Brunswick	--	--	485	--	--	--	--	--	--	485
R	Québec	--	60	--	--	--	--	--	--	--	60
A	Ontario	--	--	--	997	--	1 336	95	488	95	2 821
I	Manitoba	--	--	--	253	--	1	22	22	22	276
S	Saskatchewan	--	--	--	7 032	--	1	--	40	--	7 073
O	Alberta	--	--	--	--	--	17 826	1	1	1	17 827
N	Colombie-Britannique	--	--	--	--	--	73	79	178	79	251
S											
À	Canada	163	2 307	485	8 282	--	19 237	197	729	360	31 040
	Japon	--	100	--	--	3 748	728	11 421	1 051	15 169	1 879
	Autre	341	44	--	10	750	382	4 700	2 168	5 791	2 604
	TOTAL	504	2 451	485	8 292	4 498	20 347	16 318	3 948	21 320	35 523

Source: Division du charbon, Secteur de la politique minérale, É.M.R.

ANNEXE B.2.11.1

APPROVISIONNEMENTS EN CHARBON ET RÉPARTITION 1986

(En kilotonnes)

Approvisionnements	
(1) Production intérieure	
- Région de l'Atlantique	3 440
- Saskatchewan	8 292
- Alberta	24 845
- Colombie-Britannique	20 266
	56 843
(2) Importations	13 625
Total	70 468
Répartition	
(1) Consommation intérieure	45 025
(2) Exportations	25 443
Total	70 468

Source : É.M.R.

ANNEXE B.2.11.2

CONSOMMATION CANADIENNE DE CHARBON
1986

(En kilotonnes)

Par région	
- Région de l'Atlantique	2 895
- Ontario	15 933
- Saskatchewan	7 073
- Alberta	17 828
- Autre	1 296
	45 025
Par utilisation finale	
- Énergie électrique	36 394
- Industries et acier	8 631
Total	45 025

Source : É.M.R.

CONTAMINANTS PROVENANT DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Contaminant	Principales catégories de pollueurs (Pollution totale)	(En %)	Principal pollueur (associé à l'énergie)	% de la catégorie	% du total associé à l'énergie
1. Particules	Procédés industriels	64,0	Industrie du charbon	8,4	5,4
(18 %)	Utilisation de combustibles (sources stationnaires)	16,2	Services publics d'électricité	47,6	7,7
			Combustion de bois de chauffage	28,3	4,6
					17,7
1. Oxydes de Soufre	Procédés industriels	67,1	Traitement du gaz naturel	12,3	8,2
(41 %)			Activités relatives aux sables pétrolifères	4,8	3,2
	Utilisation de combustibles (sources stationnaires)	29,9	Services publics	55,6	16,6
			Industries	33,2	9,9
			Secteur commercial	6,1	1,8
			Secteur résidentiel	4,8	1,4
					41,1
1. Oxydes d'azote (85 %)	Transports	62,1	Essence	42,1	26,1
			Diesel	38,7	24,0
			Chemins de fer	10,0	6,2
	Utilisation de combustibles (sources stationnaires)	33,8	Industries	45,8	15,4
			Services publics	39,4	13,3
					85,0

ANNEXE B.3.1 (suite)

Contaminant	Principales catégories de pollueurs (Pollution totale)	(En %)	Principal pollueur (associé à l'énergie)	% de la catégorie	% du total associé à l'énergie
1. Hydro-carbures (68 %)	Procédés industriels	28,9	Charbon	26,9	7,8
			Raffinage du pétrole	23,4	6,8
			Produits pétrochimiques	36,9	10,7
	Transports	40,3	Essence	77,3	31,2
	Divers	25,8	Essence/diesel	46,1	11,9
					68,4
2. Mercure (23 %)	Utilisation de combustibles (sources stationnaires)	22,7	Charbon	55,5	12,6
			Pétrole	30,4	6,9
			Autre	14,1	3,2
					22,7
2. Plomb (65%)	Utilisation de combustibles (transports)	63,11	Essence	96,7	61,05
			Aéronefs	2,4	1,51
			Commercialisation de l'essence	0,9	0,55
	Utilisation de combustibles (sources stationnaires)	0,22	Production d'énergie	54,6	0,12
			Autres secteurs	45,4	0,10
	Incinération des déchets	1,73	Huile usagée	65,3	1,13
					64,46

Source: Ministère de l'Environnement, 1986
L'État de l'environnement, Rapport Pour Le Canada, 1986

(1) Tableau 9,1
(2) Tableau 8,21

ANNEXE B.3.2

DÉPENSES DES PROGRAMMES ENVIRONNEMENTAUX(1)
TOUS LES NIVEAUX DE GOUVERNEMENTS
CANADA, 1970-1986

(En milliards de dollars de 1986)(2)

1970	1,797
1971	2,238
1972	2,970
1973	3,592
1974	4,045
1975	4,326
1976	4,794
1977	4,856
1978	4,821
1979	4,493
1980	4,790
1981	4,515
1982	4,307
1983	4,215
1984	4,238
1985	4,147
1986	4,493

(1) Les programmes comprennent: la purification de l'eau et l'approvisionnement en eau; la collecte et le traitement des eaux usées; la collecte et l'élimination des ordures ménagères; la lutte contre la pollution; la gestion du milieu et autres. Les transferts intergouvernementaux ont été soustraits.

(2) L'IPC a servi a convertir les données en dollars de 1986.

Source : Statistics Canada, 68-202

ANNEXE B.4.1

PRIX RÉEL DU PÉTROLE, 1945-1987
(En dollars US de 1986, le baril)

1945	6,78	1960	6,04	1974	23,28
1946	6,07	1961	5,76	1975	20,68
1947	11,37	1962	5,46	1976	21,10
1948	9,64	1963	5,30	1977	21,38
1949	8,97	1964	5,05	1978	20,47
1950	8,19	1965	4,81	1979	43,44
1951	7,80	1966	4,45	1980	47,90
1952	7,68	1967	4,24	1981	41,77
1953	8,53	1968	4,01	1982	36,36
1954	8,40	1969	3,65	1983	31,68
1955	8,12	1970	3,30	1984	29,74
1956	7,86	1971	4,36	1985	28,21
1957	8,18	1972	4,48	1986	13,84
1958	8,02	1973	6,50	1987	17,56
1959	7,16				

Source: 1945-1959 : Gilbert Jenkins
Oil Economist Handbook 1984
Applied Science Publishers Ltd., London,
Tableau 17, p.19.

1960-1985 : Annual Energy Review 1985
Energy Information Administration, Washington, D.C
Tableau 114, p. 257.

1986-1987 : Petroleum Intelligence Weekly, divers numéros.

Notes : 1945-1959 : Prix du pétrole arabien léger à Ras Tanura.

1960-1987 : Prix au comptant du saoudien léger.
1987 : Le chiffre représente le prix moyen pendant les deux premiers trimestres de 1987.

ANNEXE B.4.2

IMPORTATIONS NETTES DE PÉTROLE BRUT EN P. CENT DE LA DEMANDE TOTALE DE PÉTROLE
CANADA, 1955-2000

	%		%		Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
1955	53,0	1970	5,1	1985	-21,1	
1956	40,0	1971	2,1	1986	-22,0	
1957	34,0	1972	- 7,2	1987	-15,2	-19,3
1958	44,0	1973	-18,6	1988	- 6,5	-14,0
1959	44,0	1974	- 7,1	1989	1,2	- 9,6
1960	42,0	1975	4,2	1990	6,1	- 9,7
1961	30,0	1976	13,4			
1962	22,0	1977	18,7	1995	28,5	- 5,2
1963	24,0	1978	15,3			
1964	20,0	1979	13,1	2000	43,3	-10,9
1965	22,0	1980	14,9			
1966	20,0	1981	16,0			
1967	21,0	1982	5,4			
1968	15,0	1983	- 8,4			
1969	9,5	1984	-11,7			

Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005, tableaux A6-15, A6-16.

Note : Les valeurs négatives indiquent que le Canada est un exportateur net de pétrole brut.

ANNEXE B.4.3

PART DU PÉTROLE DANS LA DEMANDE D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'UTILISATION FINALE
CANADA, 1986-2000
(En %)

	1986	2000 (scénario de prix bas)	2000 (scénario de prix élevé)
Résidentiel	19,3	12,7	9,4
Commercial	14,6	9,0	8,4
Industriel	13,4	10,5	9,9
Transports	98,9	98,5	97,2

Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005, tableaux A3-2, A3-3, A3-7.

É.M.R.

ANNEXE B.4.4

PART DU PÉTROLE DANS LA DEMANDE D'ÉNERGIE PAR SECTEUR D'UTILISATION FINALE
RÉGION DE L'ATLANTIQUE, 1986-2000
(En %)

	1986	2000 (scénario de prix bas)	2000 (scénario de prix élevé)
Résidentiel	46,2	38,3	34,5
Commercial	59,4	40,5	38,0
Industriel	39,0	37,5	36,4
Transports	98,9	98,5	97,2

Source : Office national de l'énergie, L'énergie au Canada, Offre et demande 1985-2005, tableaux A3-2, A3-3, A3-7.

É.M.R.

ANNEXE B.5.1

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS
DANS L'INDUSTRIE DU PÉTROLE SELON
LES REVENUS EN AMONT
1979-1986

ANNÉE	CONTRÔLE	PARTICIPATION
1979	20,5	28,6
1980	23,1	28,4
1981	36,5	37,4
1982	38,3	39,0
1983	38,4	41,3
1984	40,5	42,5
1985	48,4	48,0
1986	48,8	47,7

Source : Enquêtes de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP), 1980--1986.

ANNEXE B.5.2

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS DANS LES INDUSTRIES DE L'ÉNERGIE*

	Participation	Contrôle
Charbon	68	85
Uranium	63	69
Pétrole	48	49

Sources : Direction de la politique minérale, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire, É.M.R.

Enquêtes de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier, 1986.

* Les données sur la participation dans l'industrie du charbon datent de 1984; celles sur le contrôle, de 1986; celles sur l'uranium, de 1985; celles sur le pétrole, de 1986.

ANNEXE B.6.1

DÉPENSES DE R-D DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE 1984

(En millions de dollars US de 1984)

	Industrie	Gouvernement	Total
Canada	393(47,6)	432(52,4)	825
États-Unis	4 531(63,7)	2 585(36,3)	7 116
Royaume-Uni	310(44,6)	385(55,4)	695
Italie	471(41,8)	657(58,2)	1 128
Japon	1 245(45,9)	1 467(54,1)	2 712

Notes : (1) Les chiffres entre parenthèses correspondent au pourcentage du total de chaque pays.

(2) Les dépenses de l'industrie du Royaume-Uni ne visent que les activités des sociétés nationalisées.

(3) Les dépenses des gouvernements d'Italie et du Royaume-Uni ne comprennent pas leurs contributions au programme de la Communauté européenne.

Source : AIE/OCDE - Recherche, développement et projets de démonstration dans les pays membres de l'AIE; Étude des programmes nationaux de 1984, Paris, 1986.

ANNEXE B.6.2

DÉPENSES DE R-D DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DU CANADA, PAR SOURCE en 1985

(En millions de dollars)

	Énergie	Autres	Total
Gouvernement fédéral	393	2 035	2 428
Gouvernements provinciaux	96	241	337
Industrie	491	2 001	2 492
Total	980	4 277	5 257

Notes: (1) Ces chiffres ne comprennent pas les dépenses de R-D engagées par les institutions d'enseignement supérieur, les organismes privés à but non lucratif et des intérêts étrangers au regard desquels aucune donnée sur le segment énergie n'est disponible, soit 305, 159 et 269 millions de dollars, respectivement.

Source : Statistique Canada, É.M.R.

ANNEXE B.6.3

DÉPENSES DE R-D DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE DU CANADA, PAR ACTIVITÉ ET SOURCE en 1985

(En millions de dollars)

	Gouvernement fédéral	Gouvernements provinciaux	Industrie	Total
Énergies renouvelables	28,3	3,3	24,8	56,4
Économies d'énergie	51,6	19,5	73,6	144,7
Nouveaux combustibles liquides	27,1	6,6	72,1	105,8
Pétrole et gaz classiques, électricité	60,2	6,9	121,6	188,7
Combustibles fossiles (sables pétrolifères, pétrole brut et charbon)	28,6	58,9	149,1	236,6
Nucléaire	197,0	0,3	49,7	247,0
Total	392,8	95,5	490,9	979,2

Source : Statistique Canada, É.M.R.

ANNEXE B.6.4

DÉPENSES DU SECTEUR PRIVÉ POUR LA R-D DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE en 1985-1986

R-D, Énergie	Millions de dollars	% du total
Énergies renouvelables	24,8	5,1
Économies d'énergie	73,6	15,0
Nouveaux combustibles liquides	72,1	14,7
Pétrole et gaz classiques, électricité	121,6	24,8
Combustibles fossiles	149,1	30,4
Nucléaire	49,7	10,1
Total Énergie	490,9	100,0
Autres	2 001,1	
Total R-D, Secteur privé	2 492,0	
Énergie, en p. cent du total	19,7 %	

Source : Statistique Canada, É.M.R.

ANNEXE B.6.5

FINANCEMENT DE LA R-D DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE
PAR LES PROVINCES
en 1985-1986

R-D, Énergie	Millions de dollars	% du total
Énergies renouvelables	3,3	3,5
Économies d'énergie	19,5	20,4
Nouveaux combustibles liquides	6,6	6,9
Pétrole et gaz classiques, électricité	6,9	7,2
Combustibles fossiles	58,9	61,7
Nucléaire	0,3	0,3
Total Énergie	95,5	100,0
Autres	241,5	
Financement R-D total-Provinces	337,0	
Énergie, en p. cent du total	28,3%	

Source : Statistique Canada, É.M.R.

ANNEXE B.6.6

FINANCEMENT DE LA R-D DANS LE SECTEUR DE L'ÉNERGIE
PAR LE GOUVERNEMENT FÉDÉRAL
en 1985-1986

R-D, Énergie	Millions de dollars	% du total
Énergies renouvelables	11,7	3,3
Économies d'énergie	21,7	6,2
Nouveaux combustibles liquides	22,3	6,3
Pétrole et gaz classiques, électricité	67,9	19,3
Combustibles fossiles	29,8	8,5
Nucléaire	198,6	56,4
Total Énergie	352,0	100,0
Autres	1981,0	
Financement R-D total-Gouv. féd.	2333,0	
Énergie en p. cent du total	15,1%	

Source : Statistique Canada, É.M.R.

ANNEXE B.7.1

CONSOMMATION D'ÉNERGIE / PIB[1]

Année	Canada	É.-U.	Japon
1973	100,0	100,0	100,0
1974	93,1	99,8	96,5
1975	93,1	96,0	91,1
1976	91,3	97,6	95,5
1977	91,3	95,0	91,3
1978	90,7	95,8	89,6
1979	91,1	93,0	88,7
1980	93,2	86,8	83,0
1981	89,0	86,2	71,2
1982	86,9	83,9	67,5
1983	83,6	81,3	66,7
1984	80,1	76,5	67,2
1985	79,9	73,8	64,0

1 Ces chiffres ont été obtenus en divisant la demande totale d'utilisation finale par la production intérieure réelle (en dollars US de 1980); les résultats ont été convertis en indices dont l'année de référence est 1973 (1973 = 100). Les données proviennent de diverses publications de l'AIE.

Source : É.M.R.

ANNEXE B.7.2

DEMANDE FINALE DU SECTEUR RÉSIDENIEL, PAR RÉSIDENCE

Année	Gigajoules [1] par résidence	BEP par [2] résidence
1965	158,8	25,9
1966	154,6	25,3
1967	155,1	25,3
1968	156,5	25,6
1969	161,9	26,4
1970	165,3	27,0
1971	164,2	26,8
1972	171,7	28,1
1973	159,2	26,1
1974	166,8	27,3
1975	157,3	25,7
1976	153,7	25,1
1977	143,7	23,5
1978	165,7	27,1
1979	162,2	26,5
1980	158,9	26,0
1981	144,0	23,5
1982	146,5	23,9
1983	134,1	21,9
1984	129,6	21,2
1985	132,0	21,6
1986	131,5	21,5

1 Représente la demande spécifique totale du secteur résidentiel du Canada, à l'exclusion de la demande de diesel et d'essence du secteur agricole, divisée par le nombre de résidence au Canada.

2 6,12 gigajoules = 1 baril de pétrole léger.

Source : É.M.R.

ANNEXE B.7.3

DEMANDE DU SECTEUR COMMERCIAL PAR 100 $ DU PIR
(En dollars de 1981)

	GJ/PIR [1]	BEP/PIR [2]
1965	5,42	0,89
1966	5,88	0,96
1967	6,10	1,00
1968	6,55	1,07
1969	6,81	1,12
1970	7,05	1,15
1971	7,03	1,15
1972	7,52	1,23
1973	6,74	1,10
1974	6,58	1,08
1975	5,93	0,97
1976	6,38	1,04
1977	6,25	1,02
1978	6,23	1,02
1979	6,05	0,99
1980	5,78	0,94
1981	5,71	0,93
1982	5,94	0,97
1983	5,70	0,93
1984	5,54	0,91
1985	5,28	0,86
1986	5,48	0,90

1 Représente la demande spécifique totale du secteur commercial divisée par le produit intérieur réel.

2 Conversion: 6,12 gigajoules = 1 baril de pétrole léger.

Source : É.M.R.

ANNEXE B.7.4

UTILISATION FINALE DU SECTEUR INDUSTRIEL PAR 100 $ du PIR (En dollars de 1981)

Année	Gigajoules [1] (à l'exclusion des énergies renouvelables)	Gigajoules [2] (y compris les énergies renouvelables)	BEP[3]	BEP (y compris les énergies renouvelables)
1965	25,37		4,15	
1966	22,04		3,60	
1967	20,27		3,31	
1968	19,61		3,20	
1969	19,10		3,12	
1970	19,97		3,26	
1971	19,16		3,13	
1972	18,94		3,09	
1973	18,60		3,04	
1974	18,92		3,09	
1975	18,65		3,05	
1976	18,46		3,02	
1977	18,95		3,10	
1978	19,04	22,01	3,11	3,60
1979	18,97	21,91	3,10	3,58
1980	19,29	22,55	3,15	3,69
1981	18,08	21,17	2,95	3,46
1982	18,34	21,93	2,99	3,58
1983	16,99	20,79	2,77	3,40
1984	17,41	20,28	2,84	3,31
1985	16,94	20,42	2,76	3,34
1986	16,81	19,58	2,76	3,20

---

1 Demande spécifique d'énergie par unité de produit industriel réel.

2 Statistique Canada fait rapport de l'utilisation d'énergies renouvelables dans le secteur industriel depuis 1978.

3 Conversion: 6,12 gigajoules = 1 baril de pétrole léger.

Source : É.M.R.

ANNEXE B.7.5

DEMANDE D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES TRANSPORTS
(En pétajoules)

Année	Total	Véhicules routiers
1965	989,5	732,4
1966	1053,9	779,4
1967	1108,3	821,9
1968	1165,4	878,9
1969	1208,4	918,3
1970	1274,6	970,8
1971	1319,5	1006,5
1972	1412,6	1079,0
1973	1540,7	1181,3
1974	1601,4	1235,7
1975	1624,3	1286,1
1976	1691,4	1361,7
1977	1737,2	1406,3
1978	1672,9	1357,8
1979	1799,3	1430,9
1980	1843,0	1459,5
1981	1794,5	1424,1
1982	1642,8	1328,3
1983	1569,6	1284,7
1984	1642,3	1347,5
1985	1652,6	1364,4
1986	1679,2	1381,5

Source : É.M.R.

ANNEXE B.7.6

RENDEMENT DES VÉHICULES POUR PASSAGERS

Année	Litres/100km Automobile neuve	Litres/100km Parc total	Prix de l'essence en cents/litre de 1981
1965	14,33	14,33	26,91
1966	14,36	14,50	27,22
1967	14,49	15,11	27,15
1968	14,70	15,63	26,95
1969	14,92	15,89	26,17
1970	15,04	15,63	26,2
1971	15,04	14,85	26,23
1972	15,17	15,63	25,36
1973	15,45	16,50	25,27
1974	15,56	15,90	26,44
1975	15,55	15,30	27,27
1976	15,20	13,20	28,25
1977	14,79	12,60	28,34
1978	14,63	13,90	26,00
1979	14,48	13,90	27,10
1980	14,32	13,79	29,05
1981	14,02	12,53	35,22
1982	13,63	11,15	38,41
1983	13,12	10,42	39,03
1984	12,63	10,50	39,37
1985	12,33	10,60	40,06
1986	11,74	10,30	30,66

Source : É.M.R.